



Análise de Acidentes Offshore sob a Ótica do RBPS

André Moreira Nogueira

Monografia em Engenharia Química

Orientadores

Carlos André Vaz Junior, D. Sc.

Marina Heil de Assunção, Eng Prod

Maio de 2021

Análise de Acidentes Offshore sob a Ótica do RBPS

André Moreira Nogueira

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Ivaldo Itabaiana Jr , D. Sc.

Pedro Saldanha, D. Sc.

Orientado por:

Carlos André Vaz Junior, D. Sc.

Marina Heil de Assunção, Eng Prod

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Maio de 2021

Nogueira, André Moreira
Análise de Acidentes Offshore sob a Ótica do RBPS:/ André
Moreira Nogueira - Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2020.

XIV, 74 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Universidade
Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2020 Referências
Bibliográficas: p. 108 - 111.

1. Piper Alpha. 2. Deepwater Horizon. 3. RBPS. 4.Acidente
Offshore. 5. Segurança de processo

Aos meus pais e meu irmão.

Ao meu Avô Evanyr Seabra.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Ricardo e Tereza, por todo o incentivo ao longo da minha vida. Em especial ao meu pai pelo suporte técnico durante a elaboração deste trabalho. Ainda ao meu irmão, Heitor, pelo companheirismo.

Meu muito obrigado a minha namorada, Lorena, pelo apoio e presença durante os incontáveis dias de estudo e escrita necessários para finalizar esse projeto.

Agradeço ao meu tio Pedro Arnaldo, meu primeiro chefe, e a todos do CEQAT pelo aprendizado prático na primeira parte do curso.

Agradeço também à professora Sandra Marques P. Sant'Anna, minha professora de redação e amiga.

Indispensável agradecer aos meus colegas de iniciação científica, em especial ao professor Giordano Poneti e aos companheiros de bancada Marcus Vinicius e Anderson Moledo por todo o aprendizado durante meu período no laboratório 636.

Obrigado a EQ-Hands ON, organização da qual tenho orgulho de ter participado e parte importante do meu desenvolvimento profissional.

Ao Instituto de Química da UERJ, instituição em que comecei meu curso, e à Escola de Química da UFRJ, instituições de vanguarda no ensino e pesquisa, meu muito obrigado.

Aos orientadores Carlos André de Vaz Junior e à Marina Heil de Assunção, meu muito obrigado pelo suporte durante a elaboração desse trabalho.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Química.

ANÁLISE DE ACIDENTES OFFSHORE SOB A ÓTICA DO RBPS

André Moreira Nogueira

Maio, 2021

Orientadores: Carlos André Vaz Junior, D. Sc.
Marina Heil de Assunção, Eng Prod

A intensificação nas atividades industriais observada a partir do início do século XIX gerou a necessidade de se desenvolver sistemas de gestão que reduzissem seus riscos a um mínimo tolerável. Tal necessidade foi ainda mais evidenciada após uma série de acidentes de grandes proporções que afetaram não só a continuidade das operações como também a vida dos empregados, da população no entorno das fábricas e, mais recentemente, do meio ambiente. Com essa finalidade foi criado o sistema de Análise de Processo Baseada em Riscos, RBPS, que atualmente é amplamente reconhecido por sua eficácia na prevenção de acidentes de grandes proporções.

Neste trabalho, dois grandes acidentes *offshore* são descritos e analisados sob a ótica do RBPS. O primeiro deles é a sequência de explosões em julho de 1988 na plataforma Piper Alpha,. Este se deu poucos anos após a publicação do sistema RBPS, ainda pouco divulgado na indústria. Nele foram detectados desvios em 11 dos 20 elementos do sistema, tais como nos de cultura de segurança e de procedimentos operacionais. O segundo acidente analisado é o *blowout*, ocorrido na sonda de perfuração Deepwater Horizon, em abril de 2010, mais de duas décadas após a publicação do RBPS, quando este já era amplamente adotado e reconhecido pela indústria. Foram detectados desvios em 9 dos 20 elementos do sistema RBPS, entre eles no de cumprimento de normas e, também, no de cultura de segurança.

Após o estudo das causas e consequências dos desvios do sistema RBPS, é possível comprovar o progresso na adoção de medidas de segurança em instalações *offshore*. Apesar desses avanços, a ocorrência de acidentes posteriores expõe a necessidade de aprimoramento constante dessa matéria.

Sumário

1.	Introdução	12
2.	Segurança de Processo baseada em Riscos (RBPS)	15
2.1.	1º Pilar: Compromisso com a segurança de processo	16
2.1.1.	Cultura de segurança de processo	17
2.1.2.	Cumprimento de normas	18
2.1.3.	Competência em segurança de processo	18
2.1.4.	Participação da força de trabalho	19
2.1.5.	Relação com as partes interessadas	20
2.2.	2º Pilar: Compreensão dos perigos e riscos	21
2.2.1.	Gestão de conhecimento do processo	21
2.2.2.	Identificação de perigos e análise de risco	22
2.3.	3º Pilar: Gerenciamento de Riscos	23
2.3.1.	Procedimentos Operacionais	23
2.3.2.	Práticas de Trabalho Seguro	24
2.3.3.	Integridade de ativos e confiabilidade	24
2.3.4.	Gestão de prestadores de serviço	25
2.3.5.	Garantia de Desempenho e Treinamento	26
2.3.6.	Gestão de mudança	26
2.3.7.	Prontidão operacional	27
2.3.8.	Condução das operações	28

2.3.9.	Gestão de emergência.....	29
2.4.	4º Pilar: Aprender com a experiencia	30
2.4.1.	Investigação de acidentes	30
2.4.2.	Métricas e indicadores	31
2.4.3.	Auditoria.....	31
2.4.4.	Melhoria contínua e revisão de gestão	32
3.	Piper alpha	33
3.1.	Produção no campo de Piper.....	33
3.2.	Organização e operação da plataforma antes do acidente	34
3.2.1.	Organização geral da plataforma.....	34
3.2.2.	Operação de Piper Alpha.....	36
3.2.3.	Sistema de permissão de trabalho	37
3.2.4.	Sistema de detecção de gás e combate a incêndio.....	39
3.2.5.	Simulados e treinamentos de resposta a emergência.....	43
3.2.6.	Gestão de segurança da Occidental	46
3.3.	Histórico de acidentes em Piper Alpha.....	47
3.3.1.	Falha em equipamento seguido de explosão e incêndio, com abandono da plataforma (24/03/1984).	47
3.3.2.	Fatalidade a bordo de Piper Alpha (07/09/1987)	49
3.4.	Situação em Piper Alpha no início de julho de 1988.....	50
3.5.	Situação de Piper Alpha no dia 6 de julho de 1988	51
3.6.	Embarcações próximas a Piper Alpha no dia do acidente	51

3.7.	Sequência de eventos diretamente relacionados ao acidente em Piper Alpha.....	52
3.8.	Respostas ao acidente	62
3.8.1.	Piper Alpha.....	62
3.8.2.	Claymore	65
3.8.3.	Tartan.....	66
3.8.4.	MCP-01	67
3.8.5.	Operações de busca e resgate de sobreviventes	67
4.	Falhas identificadas pelo sistema RBPS em Piper Alpha.....	71
4.1.	Cultura de segurança de processo	71
4.2.	Competência em segurança de processo.....	72
4.3.	Gestão de conhecimento do processo	73
4.4.	Identificação de perigos e análise de risco.....	73
4.5.	Procedimentos operacionais.....	74
4.6.	Práticas de trabalho seguro	74
4.7.	Garantia de Desempenho e Treinamento	75
4.8.	Gestão de mudanças.....	76
4.9.	Condução das Operações	76
4.10.	Gestão de emergência	77
4.11.	Melhoria contínua e revisão de gestão.....	78
4.12.	Tabela.....	78
5.	Deepwater horizon	80

5.1.	O Campo de Macondo	80
5.2.	Organização e atividades da sonda antes do acidente.....	80
5.3.	Descrição da Unidade	81
5.4.	Perfuração em campos de petróleo offshore:	83
5.5.	Perfuração no campo de Macondo e eventos que levaram ao descontrole do poço.....	89
5.6.	Chegada de hidrocarbonetos à sonda e primeira explosão	101
5.7.	Atuação do BOP no acidente	103
5.8.	Incêndio e liberação de óleo	107
6.	Falhas identificadas pelo sistema RBPS no acidente na sonda Deepwater Horizon	109
6.1.	Cultura de segurança de processo	109
6.2.	Cumprimento de normas	109
6.3.	Participação da força de trabalho	110
6.4.	Relação com as partes interessadas.....	110
6.5.	Identificação de perigos e análise de risco.....	111
6.6.	Práticas de Trabalho Seguro	112
6.7.	Integridade de ativos e confiabilidade	112
6.8.	Gestão de mudança	113
6.9.	Gestão de emergência	114
6.10.	Tabela.....	114
7.	Conclusão.....	116
8.	Referências Bibliográficas	120

Lista de Figuras

Figura 1: Organização geral do RBPS	16
Figura 2: Exemplo de cartaz com normas de segurança.....	17
Figura 3: Campo de Piper	33
Figura 4: Localização dos Módulos na plataforma.....	35
Figura 5: Instalações e Níveis da Plataforma	36
Figura 6: Diagrama de funcionamento das bombas de utilidade e de incêndio	41
Figura 7: Exemplos de Baleeira e Bote Salva-Vidas utilizados em instalações offshore....	44
Figura 8: Diagrama que descreve a localização das Bombas A e B e das PSVs 504 e 505 ..	53
Figura 9: Detalhe do sistema somente com as bombas de compensado e suas respectivas PSVs.....	53
Figura 10: Diagrama ilustrativo do local em que a linha em que a PSV 504 fora bloqueada pelo flange cego	55
Figura 11: Esquema da organização dos equipamentos a jusante do tanque de flash	57
Figura 12: Foto tirada logo após as primeiras explosões.....	60
Figura 13: Monitor de Incêndio do Maersk Cutter	68
Figura 14: Maersk Cutter lançando cascata de água	69
Figura 15: Organização da Deepwater Horizon	82
Figura 16: Modelo de BSR utilizado na Deepwater Horizon.....	84
Figura 17: Modo de Funcionamento de uma VBR.....	85
Figura 18: Diagrama do BOP da Deepwater Horizon.....	85
Figura 19: Centralizador utilizado em Macondo.....	88
Figura 20: Revestimentos de produção	90
Figura 21: Parte final do revestimento, com o float collar	94
Figura 22: Modelagem do comportamento do poço nos instantes anteriores ao Blowout	100
Figura 23: Modelagem da nuvem explosiva para o evento real e para o cenário de desvio do fluxo para o mar.....	101
Figura 24: Esquema de funcionamento de um dos sistemas de acionamento de emergência da BSR.....	105
Figura 25: Funcionamento correto do solenoide	106
Figura 26: Esquerda: Modelo de BSR “simples V”, instalado no BOP da Deepwater Horizon e modelo de BSR tipo “duplo V”	113

Nomenclaturas

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AIChE - *American Institute of Chemical Engineers*

BSR - *Blind Shear Ram*

CCPS - *Center for Chemical Process Safety*

EDS – *Emergency Disconnect System*

EPI - Equipamentos de Proteção Individual

GCM - *Gas Conservation Module*

LMRP - *Lower Marine Riser Package*

MOC - *Management Of Change*

PT - Permissão de Trabalho

RBPS - *Risk-Based Process Safety*

ROV - *Remotely Operated Underwater Vehicle*

SGIP - Regime de Segurança Operacional para a Integridade de Poços de Petróleo e Gás

OIM - *Offshore Installation Manager*

VBR - *Variable Bore Ram*

1.Introdução

O petróleo é uma substância conhecida pela humanidade há milênios. Os registros mais antigos de sua utilização datam de 4.000 anos antes de Cristo, quando então chamado de betume, era obtido em afloramentos no Oriente Médio. Inicialmente, era utilizado para uma série de funções, como lubrificante, cosmético, e combustível, em pequena escala.

A mudança na utilização do material ocorreu quando passou a ser possível extraí-lo em grandes quantidades. O que ocorreu no século XIX, quando surgiram os primeiros poços perfurados com esse objetivo. No Brasil, o primeiro poço petrolífero foi perfurado em 1897 no município de Bofete (SP) (EBC, 2006).

No final do século XIX a produção de petróleo mundial era dominada pelos Estados Unidos e pelo grupo Nobel, no Cáucaso (CEPA, 1999). A demanda pelo material cresceu rapidamente no século seguinte, quando a necessidade de utilização de combustíveis aumentou, impulsionada entre outros fatores pelas duas Grandes Guerras.

A exploração de petróleo se intensificou no mar a partir de 1937, quando uma plataforma fixa foi construída a 2 km da costa do Golfo do México (MORTON, 2016). Desde então a produção *offshore* se intensificou, respondendo atualmente por cerca de 30% (TOTAL, 2015) da produção mundial. Atualmente no Brasil, a produção de petróleo *offshore* é responsável por aproximadamente 94% do total produzido (ANP, 2021).

O século XX marcou, além da intensificação na produção de petróleo, um aumento nas atividades industriais como um todo, principalmente no período após a Segunda Guerra Mundial. Mais produtos começaram a ser produzidos em larga escala, muitos dos quais em plantas químicas e petroquímicas. Paralelamente ao aumento das atividades produtivas, observou-se um aumento na incidência e severidade de acidentes em grandes indústrias. Se antes um acidente grave poderia gerar um incêndio na fábrica, destruindo as instalações e ocasionando fatalidades entre os diretamente envolvidos na atividade, com a diversificação de produtos e principalmente, de escala das plantas, os impactos de acidentes catastróficos passaram a ser potencialmente globais.

Um exemplo de impactos gerados por grandes indústrias naquele momento foi o acidente ocorrido no ano de 1984 na cidade de Bhopal, Índia, quando mais de 3 mil residentes morreram e 100 mil se feriram por conta da liberação acidental de isocianato de metila ocorrido em uma fábrica local. A dimensão do evento e os impactos deste na população ao redor evidenciaram a necessidade da criação de um sistema que minimizasse os riscos inerentes à indústria química, tanto para garantia da continuidade das operações como para salvaguardar a vida dos envolvidos direta e indiretamente nas operações, além de proteger pessoas ou grupos que possam ser impactados em acidentes como o ocorrido (AIChE/CCPS).

Nesse contexto, em 1985, o *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE) organizou um grupo de trabalho, o *Center for Chemical Process Safety* (CCPS), que tinha como objetivo desenvolver o conhecimento sobre segurança de processo, a fim de evitar novos acidentes catastróficos nas indústrias. Após a publicação de um manifesto e uma série de guias, o grupo publicou o *Risk Based Process Safety* (RBPS), um manual que tinha por objetivo auxiliar a implantação das práticas defendidas pela organização como forma de garantir a segurança nas atividades industriais e evitar a ocorrência de novos eventos catastróficos.

Este trabalho apresenta os princípios do RBPS, seus elementos e modos de implantação. Em seguida, dois eventos catastróficos ocorridos em ambiente *offshore* são descritos e analisados sob sua ótica.

O primeiro evento foi a explosão ocorrida na plataforma Piper Alpha em 06/07/1988, no mar do norte. Esse acidente ocorreu pouco tempo após a publicação do sistema, quando este ainda não era amplamente conhecido na indústria. Nele, uma explosão ocorrida após a entrada de hidrocarbonetos em uma linha em manutenção gerou uma sequência de eventos que culminou na destruição da plataforma e em 167 fatalidades, incluindo de pessoal envolvido nas operações de salvamento.

O segundo evento foi o *blowout* da sonda Deepwater Horizon em 20/04/2010, no Golfo do México. Nesse momento o sistema RBPS já era amplamente difundido na indústria, e é possível notar a diferença na natureza desvios observados em comparação aos do primeiro acidente, algo que fica evidenciado, por exemplo, na cultura de segurança da tripulação da sonda. Apesar das melhoras, o acidente foi responsável pelo derramamento de aproximadamente 4,9 milhões de barris de

petróleo no Golfo do México, sendo considerado um dos piores acidentes ambientais já ocorridos na indústria do petróleo.

Na conclusão os desvios encontrados nos elementos dos dois acidentes são comparados, evidenciando a mudança na segurança de processo ocorrida no intervalo entre eles.

2.Segurança de Processo baseada em Riscos (RBPS)

O CCPS, *Center for Chemical Process Safety*, desenvolveu um manual de segurança de processos chamado de Segurança de Processos Baseada em Riscos, ou *Risk Based Process Safety (RBPS)*, como um método para gerenciamento de riscos em indústrias químicas. Esse manual hoje em dia é aplicado em uma variedade muito maior de atividades que sua intenção inicial, por conta de sua versatilidade.

Este capítulo foi baseado nas Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco (AIChE/CCPS, 2014) e no guia *Guidelines for Risk Based Process Safety* (AIChE/CCPS, 2007)

A abordagem utilizada pelo RBPS considera que nem todos os riscos envolvidos numa atividade são iguais e que, portanto, a atenção dedicada a cada cenário pode ser otimizada. Preconiza-se, então, agir de acordo com os cenários mais prováveis ou de maior risco em detrimento de cenários que dificilmente vão ocorrer ou que, se ocorrerem, não representam ameaças grandes ao processo. Para determinar o nível de engajamento em cada atividade do ponto da segurança de processo, três fatores são levados em consideração:

- i. O entendimento dos riscos associados ao processo analisado;
- ii. A demanda de atividades relacionadas à segurança de processo e os recursos necessários para atender a essas demandas;
- iii. A cultura em segurança de processos da organização;

Um sistema de gestão baseado no RBPS pode ser resumido na figura 1. Nela estão os quatro blocos fundamentais do sistema, chamados de pilares, com os elementos derivados de cada um deles.

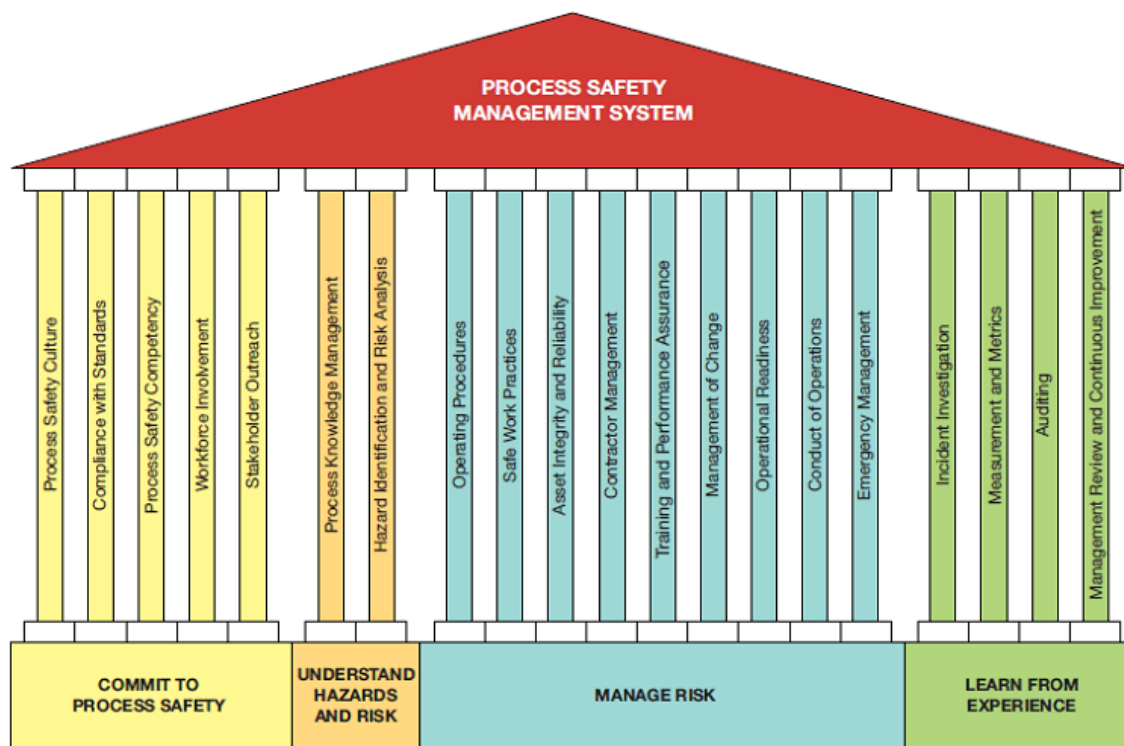


Figura 1: Organização geral do RBPS (Fonte: AIChE/CCPS, 2007).

Acima de cada pilar, estão localizados elementos que descrevem os princípios chave de aplicação do método. Os pilares, com seus elementos, são abordados nos itens a seguir

2.1. 1º Pilar: Compromisso com a segurança de processo

O compromisso com a segurança de processo deve permear as ações de todos os colaboradores, independente do cargo. Uma força de trabalho que sente que sua organização preconiza a segurança de processos e apoia seus colaboradores em decisões relativas à matéria tende a, naturalmente, adotar práticas mais seguras. Se o cenário for o oposto, porém, a força de trabalho tenderá a não colaborar com iniciativas que visam a melhoria da segurança, o que resultará num aumento na frequência e severidade dos acidentes.

Os valores e os comportamentos que preconizam a segurança devem ser reforçados constantemente, e posturas que vão nessa direção devem ser incentivadas e, quando possível, premiadas.

2.1.1. *Cultura de segurança de processo*

A cultura de segurança de processo foi definida como “a combinação de comportamentos e valores de grupo que determinam a maneira pela qual a segurança de processos é gerenciada” (AIChE/CCPS, 2014). Esse elemento está intimamente ligado ao elemento de condução das operações, abordado mais à frente.

Em uma empresa com uma cultura de segurança bem desenvolvida, empregados se sentem autorizados e incentivados a obedecer a regras de segurança já estabelecidas, mesmo quando não há supervisão e, em casos não previstos por nenhum procedimento, agir da forma mais correta possível. Desvios deixam de ser tolerados por colegas e a observância de normas passa a ser um comportamento esperado.

Lideranças tem um papel muito importante no estabelecimento de uma cultura de segurança e devem ser treinados para que ele seja desempenhado de forma adequada. A consistência de uma cultura e sua longevidade minimizam a frequência e severidade dos acidentes no longo prazo, mas esse efeito só é obtido através de reforço constante. Empresas buscam reforçar esse valor, mesmo fora do escopo da RBPS, fixando cartazes com diretrizes de segurança, premiando empregados e distribuindo materiais promocionais com princípios de segurança para seus colaboradores, como, por exemplo, a figura 2.



Figura 2: Exemplo de cartaz com normas de segurança
(Fonte: Divulgação interna Petrobrás)

A adesão da força de trabalho à cultura da organização pode ser acompanhada através de métricas previamente estabelecidas. As métricas não podem ser excessivas nem escassas, e devem oferecer um objetivo. Alcançar esses objetivos, como por exemplo, nenhum acidente com afastamento por ano, deve ser uma meta encarada como pessoal pela força de trabalho e, quando atingida, objeto de premiação, se possível. (AIChE/CCPS, 2014)

2.1.2. Cumprimento de normas

Uma organização trabalha com normas internas e externas, como leis e regulações de um país. Toda norma deve ser encarada como um meio de garantir a segurança da instalação, de seus colaboradores e de seu entorno e uma “forma de minimizar eventuais responsabilidades legais” (AIChE/CCPS, 2014). As normas e regulações são auditadas de forma regular interna e externamente, atividades que serão melhor abordadas no quarto pilar.

Além da necessidade legal de se atender às regras, o conhecimento destas ajudas a empresa a operar da forma esperada, implementar práticas de segurança coerentes com a atividade e o local em que a instalação está e adquirir respaldo legal.

O princípio do cumprimento de normas compreende também a necessidade periódica de analisar internamente se as atividades estão acontecendo de forma correta e de acordo com as regras. Para que isso seja feito da melhor forma possível, é indicado o envolvimento de pessoal responsável por interpretar e analisar a legislação, como técnicos e advogados.

2.1.3. Competência em segurança de processo

O elemento da competência em segurança de processo compreende as ações de continuamente melhorar o conhecimento e a competência da força de trabalho, garantir que as informações pertinentes a cada tarefa estarão sempre disponíveis de forma rápida para quem precisar e a aplicação de tudo que for aprendido de forma consistente (AIChE/CCPS, 2007). Em resumo, uma organização que está alinhada com esse princípio entende que quanto maior o conhecimento técnico de seus membros, melhor o processo de tomada de decisão e, com isso, mais eficiente e segura é a empresa como um todo. Para que o princípio cumpra sua função, é necessário também que se desenvolva um plano de aprendizagem e que os benefícios

esperados para cada curso ou evento sejam determinados e divididos com os participantes.

Em um cenário de grande rotatividade de profissionais de todos os níveis de escolaridade entre as empresas, é necessário garantir que os conhecimentos adquiridos sejam sempre colocados em prática o mais rápido possível, de forma a consolidar os conhecimentos adquiridos em cursos e investigações dentro da organização. Além disso, a consistência com que novos conhecimentos são apresentados a diferentes colaboradores melhora a eficiência geral da companhia. (AIChE/CCPS, 2014)

Uma das formas mais comuns de reter o conhecimento produzido pelos colaboradores é através de documentações como, por exemplo, manuais técnicos, realização de palestras e simpósios internos entre outros eventos e publicações externas ou internas a organização. Apesar da utilidade desse tipo de prática, existe também um conhecimento intangível decorrente da vivência de cada colaborador que não pode ser passada de forma documental. Para esses casos, recomenda-se que, quando necessário, sejam realizadas transições de pessoal de forma organizada, para que os novos empregados consigam absorver o conhecimento dos mais antigos.

O princípio da competência em segurança de processos preconiza também o estabelecimento de objetivos ou metas de treinamento de pessoal, como forma de garantir que novos conhecimentos serão periodicamente apresentados a todos os colaboradores. Além disso, para garantir a aplicação dos planos, é indicado que se nomeie um líder ou um setor como responsáveis por esse processo (AIChE/CCPS, 2014). Não é necessário que seja um profissional ou grupo dedicado, mas sim que a realização de cursos e de programas para a força de trabalho seja responsabilidade de alguém.

2.1.4. Participação da força de trabalho

O elemento da participação da força de trabalho indica que todos os trabalhadores de uma companhia, independente de posição hierárquica, devem ter papéis e responsabilidades que garantam a segurança da operação. Esses papéis devem constar em um plano de ação, que precisa ser elaborado em conjunto pela força de trabalho, sem distinções entre efetivos e terceirizados, se possível. (AIChE/CCPS, 2014)

Um sistema de segurança implementado sem a participação dos colaboradores leva a falta de conhecimento e de identificação. Com isso, menos conhecimento é agregado ao plano e os colaboradores podem se sentir desencorajados a sugerir melhorias ou tomar atitudes para garantir a segurança quando necessário.

A participação da força de trabalho deve, contudo, respeitar as particularidades de cada empregado ou cargo. Poderes delegados devem ser coerentes com a ocupação e as características de cada função. (AIChE/CCPS, 2007)

Após a implementação de um sistema de segurança de processos, os colaboradores devem ser estimulados a segui-lo e, se possível, premiados por isso. Métricas também podem ser desenvolvidas para acompanhamento da aderência da força de trabalho ao sistema, acompanhados da criação de metas, que podem ser utilizadas para medir o engajamento e para premiação das equipes mais atuantes. Treinamentos devem ser realizados de forma periódica a fim de garantir um bom engajamento e melhoria contínua dos procedimentos.

2.1.5. Relação com as partes interessadas

O elemento de relação com as partes interessadas, ou *stakeholders*, é entendido como o processo de busca, estabelecimento de relações e divulgação de informações pertinentes a todas as partes afetadas por uma operação. Os *stakeholders* podem ser indivíduos como, por exemplo, pessoas que moram no entorno de uma fábrica, empresas ou órgãos governamentais.

Uma relação honesta e transparente com os entes impactados pela operação numa fábrica ou empresa constrói confiança entre os presentes. A melhora na confiança melhora a relação com órgãos e agências estatais, além de, em caso de necessidade, ser uma fonte importante de auxílio. Em casos extremos, a confiança da população do entorno na empresa pode definir o sucesso de operações de evacuação ou de mitigação de impactos ambientais em cenários catastróficos, uma vez que a população passa a enxergar a empresa não como uma “Invasora”, mas como membro do local (AIChE/CCPS, 2014).

As relações podem ser desenvolvidas através da divulgação transparente de informações, de ações comunitárias e eventos abertos ao público. Para uma boa comunicação, é necessário treinar os colaboradores para interagir com o público,

imprensa ou membros de órgãos estatais em diversos cenários. Empregados de cargos altos precisam ser treinados para agir em situações de crise em que se espera a divulgação formal de informações.

As relações com partes interessadas variam de acordo com o momento da companhia e da sociedade ao entorno. Dessa forma, é recomendada a elaboração de modelos para cada situação, de forma a evitar erros de comunicação e perda e confiança. Esses modelos devem ser testados quando possíveis e sua aplicação deve ser treinada periodicamente.

2.2. 2º Pilar: Compreensão dos perigos e riscos

A compreensão dos perigos e riscos envolvidos nas atividades de uma companhia é necessária para que medidas possam ser tomadas com o objetivo de aumentar a segurança da instalação. Este pilar descreve processos de levantamento de informações que servem de base para a realização de ações com objetivo de melhorar a segurança das operações descritas no terceiro pilar, de Gerenciamento de Riscos. A compreensão é adquirida de forma teórica, através de estudos de risco, e através de lições aprendidas após acidentes e quase acidentes.

A compreensão dos processos e dos riscos com os quais os trabalhadores irão interagir deve nortear os sistemas de gestão montados para cada elemento do pilar (AIChE/CCPS, 2014).

2.2.1. *Gestão de conhecimento do processo*

A gestão de conhecimento do processo pode ser entendida como o desenvolvimento, documentação e manutenção dos conhecimentos envolvidos em um processo. Esse elemento foca em informações que podem ser facilmente guardadas, como documentos e especificações técnicas escritas, desenhos técnicos, cálculos, especificações de design, de fabricação, entre outros documentos. A gestão de conhecimento envolve tanto documentos físicos quanto documentos armazenados digitalmente e na nuvem.

Além do arquivamento de material, o elemento também inclui as atividades de compilação, catalogação, disponibilização e entendimento do material armazenado. Uma gestão de conhecimento competente auxilia o processo de competência de em segurança de processo, apresentado anteriormente. É importante

que toda a documentação pertinente para uma atividade esteja acessível para todos os envolvidos, além disso, a documentação deve estar sempre atualizada (AIChE/CCPS, 2014).

Um produto importante do trabalho de conhecimento de processo é o estabelecimento de diretrizes e padrões com os quais a companhia aceita trabalhar. Com isso, se estabelece um padrão de qualidade dentro do qual a empresa aceita trabalhar. Em uma empresa com um padrão mínimo de qualidade já estabelecido, qualquer mudança de diretriz ou de padrão se torna mais fácil, uma vez que se descobre rapidamente quais equipamentos precisam sofrer reformas ou serem substituídos.

2.2.2. *Identificação de perigos e análise de risco*

O elemento de identificação de perigos e análise de risco abrange todas as atividades de análise de risco que ocorrem em uma instalação durante sua vida útil, desde estudos preliminares até o encerramento das atividades. Essas análises devem levar em conta não só a segurança dos empregados, mas também da população ao redor das instalações e do meio ambiente. De forma geral, os estudos de análise de risco costumam gerar respostas a perguntas como “o que pode dar errado?”, “que consequências o cenário pode gerar?” e “com que frequência o cenário estudado pode ocorrer?”, ou seja, os perigos, as consequências e a probabilidade de cada cenário (AIChE/CCPS, 2014).

Análises de risco servem como base para a tomada de decisão de uma empresa. Cada organização define, com base nelas quais riscos são aceitáveis ou não. Toda recomendação gerada por uma análise desse tipo deve ser respondida, com ações para mitigação de riscos ou com uma declaração formal da empresa de que o risco encontrado para determinado cenário é considerado aceitável.

Esse elemento tem relação com o elemento de cumprimento de normas, ou *compliance*, uma vez que é comum que as empresas possuam regras internas que determinam a realização periódica de análises de risco. Além de regras internas, legislações também podem exigir a realização periódica de análises de risco, como por exemplo a Prática de Gestão número 12 do Regime de Segurança Operacional para a Integridade de Poços de Petróleo e Gás (SGIP) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2016).

2.3. 3º Pilar: Gerenciamento de Riscos

O terceiro pilar do RBPS se baseia no conhecimento que a companhia adquiriu sobre os riscos envolvidos em sua operação. Partindo dessas informações, os elementos do terceiro pilar atuam na operação e manutenção de atividades que apresentam riscos e na gestão de mudanças, de forma a evitar que mudanças necessárias tornem os riscos da instalação maiores que os toleráveis e, por fim, na preparação e resposta a acidentes que possam ocorrer (AIChE/CCPS, 2007).

2.3.1. Procedimentos Operacionais

Procedimentos operacionais são instruções escritas, com uma lista sequencial de passos ou tarefas que precisam ser realizados de forma a, com segurança, realizar alguma ação ou processo dentro de uma planta. Se possível, no documento em que estão os procedimentos é desejável que conste os riscos da operação, as ferramentas indicadas para o trabalho, os equipamentos de proteção individual (EPIs) necessários para a realização do trabalho e outras informações pertinentes à segurança da instalação e dos empregados.

Os procedimentos cobrem, normalmente, operações corriqueiras nas instalações, como transição entre equipamentos em paralelo, operações de parada de produção para manutenção e limpeza, início e fim de bateladas, entre outros. Nos documentos também é indicado que se conste os passos para uma parada de emergência e os parâmetros em que isso é indicado.

A utilização desses documentos é importante para garantir a consistência da operação. Uma planta precisa operar de forma idêntica independente do período do dia ou de qualquer mudança de turno para que a segurança seja garantida. Quando o pessoal já apresenta certa experiência na operação, os procedimentos deixam de ser utilizados como instrução em todos os momentos e passam a ser considerados documentos de orientação. Nesse ponto, os operadores já conseguem localizar rapidamente a informação desejada no documento, quando isso é necessário. Em alguns casos, porém, mesmo com a experiência o procedimento deve ser seguido passo a passo, mecanicamente, principalmente em indústrias de alto risco como em usinas nucleares ou na aeronáutica. Nessas situações os procedimentos tomam o formato de “check lists”.

2.3.2. *Práticas de Trabalho Seguro*

Os procedimentos realizados em uma instalação industrial podem ser divididos em três categorias. Os procedimentos operacionais, abordados na seção anterior, os procedimentos relacionados a integridade dos ativos, que serão abordados na próxima seção, e os procedimentos de trabalho seguro. Esse elemento tem por objetivo descrever as práticas necessárias para garantir a segurança da operação quando trabalhos não rotineiros, ou seja, que não estão previstos em procedimento, precisam ser realizados (AIChE/CCPS, 2014). A classificação de um trabalho não rotineiro não carrega, por definição, uma dificuldade ou risco maior em sua realização, sendo somente um indicativo de que alguma atividade atípica vai ser realizada. Além disso, a classificação de um trabalho como não rotineiro também não significa que ele ocorre poucas vezes durante a vida útil da instalação, ou seja, esta não é uma classificação que leva a periodicidade em conta.

As práticas de trabalho seguro envolvem uma série de regras e permissões que são utilizados como forma de garantir a segurança e o controle das operações. O Sistema de Permissão de Trabalho (PT), ou *Permit to Work*, apresentado no capítulo de Piper Alpha com mais detalhes, é uma das ferramentas frequentemente utilizadas para assegurar a segurança do trabalho. Algumas atividades, por conta dos riscos, são sempre consideradas trabalhos não rotineiros, como a entrada em espaço confinado, trabalhos em altura ou utilização de explosivos.

O elemento de práticas de trabalho seguro também está relacionado com o elemento de *compliance*, uma vez que existem regulamentações para a prática. Como exemplo, a seção 110 da NR-12, que prevê a utilização do sistema de Permissão de Trabalho para garantir a utilização segura de máquinas e equipamentos em espaços confinados (MTE, 1978).

2.3.3. *Integridade de ativos e confiabilidade*

O elemento de integridade de ativos e confiabilidade busca garantir que todas as fases do empreendimento, desde seu design e instalação até seu descomissionamento foram realizadas corretamente. As atividades implementadas dentro do escopo deste elemento devem ter por objetivo garantir que os equipamentos estão em condições adequadas de uso, e que permanecerão dessa forma até a próxima inspeção. Além disso, as atividades do elemento também têm

por objetivo evitar a liberação descontrolada de material perigoso ou energia, e garantir que elementos considerados críticos para a segurança da instalação estão funcionais.

Se a empresa decidir pela adoção de um plano de integridade de ativos formal, nele devem constar as instruções necessárias para sua implementação, bem como sua abrangência. Os equipamentos cobertos pelo plano devem ser identificados, assim como os colaboradores capacitados para sua aplicação. Um plano deve ser constantemente atualizado de acordo com novas descobertas e lições aprendidas.

Os produtos esperados pelo trabalho deste elemento incluem relatórios e informações a respeito de inspeções iniciais e durante o uso dos equipamentos, resultados das inspeções, reparos necessários e sistemas que auxiliam o controle de trabalho. Com esse material, é possível garantir que equipamentos, sensores e elementos de segurança funcionarão dentro do esperado durante as atividades da unidade. Quando possível, recomenda-se também a implementação de um programa de garantia de qualidade, com o objetivo de garantir o uso de materiais dentro da especificação técnica e de técnicas adequadas ao trabalho. (AIChE/CCPS, 2014)

Um plano de integridade de ativos bem implementado indica as datas em que serão necessárias manutenções nos equipamentos e ajuda a programar campanhas maiores, quando, por exemplo, é necessário interromper totalmente a atividade de uma planta. As informações geradas pelo plano auxiliam também na contratação de pessoal especializado em manutenção, na compra de peças de reposição e outros insumos.

2.3.4. Gestão de prestadores de serviço

O elemento de gestão de prestadores de serviço tem por objetivo garantir a segurança de empregados terceirizados e assegurar que estes não aumentem os riscos nas instalações durante a realização de seus trabalhos. Terceirizados são largamente utilizados em trabalhos muito especializados, como manutenção de equipamentos e sensores, ou em atividades gerais, como limpeza e pintura das instalações. O período de atuação desse tipo de empregado varia de acordo com a natureza do serviço.

Para garantir a segurança das instalações e de todos os trabalhadores que nela atuam, é comum que empresas mantenham listas de prestadoras de serviço já

conhecidas e familiarizadas com as peculiaridades de sua operação. Além da lista, recomenda-se que seja especificado em contrato todas as necessidades relativas à segurança que se espera que sejam atendidas, por necessidade legal ou por regras internas. Esse tipo de exigência deve ser específica, delegando inclusive os responsáveis por cada responsabilidade (AIChE/CCPS, 2014). Por exemplo, se a legislação determina a utilização de um tipo de luva específico para a atividade contratada, deve-se especificar em contrato qual das partes é responsável pelo fornecimento da proteção e qual parte é responsável por fiscalizar seu uso.

2.3.5. *Garantia de Desempenho e Treinamento*

O elemento de garantia de desempenho e Treinamento trata da parte prática da capacitação dos colaboradores e seus métodos. Seu principal objetivo é garantir que todos os responsáveis pela realização de uma tarefa atuem de forma consistente e uniforme, além de detectar quando há necessidade de realização de reciclagens e novas capacitações. Para isso, é necessário produzir treinamentos e capacitações individualizadas, de acordo com suas funções, e acompanhar o aproveitamento de cada colaborador durante os treinamentos. (AIChE/CCPS, 2007)

O elemento também trata da necessidade de realização de reciclagens e novas atualizações, dependendo da performance de cada colaborador. Além disso, novos empregados precisam ser capacitados, independente da carreira pregressa, para se adequar ao modo de operação da nova companhia.

Treinamentos podem ser realizados da forma mais conveniente. Dependendo dos objetivos esperados, aulas teóricas ou cursos sob demanda podem ser suficientes. Em outras situações, pode-se entender que há necessidade de realização de aulas práticas ou capacitações mais demoradas e dispendiosas.

2.3.6. *Gestão de mudança*

O elemento de gestão de mudança, o *management of change* (MOC) engloba todo o processo de realização de mudanças significativas numa operação, desde o momento em que a necessidade de realização de mudança é identificada, passando pela aprovação necessária para tal operação – se esta for, de fato, considerada necessária –, a avaliação dos riscos envolvidos e as medidas de acompanhamento. Quando uma mudança é submetida a um processo de gestão estruturado, o processo

tende a ser mais seguro e mais econômico, uma vez que são realizados estudos de risco e há tempo para avaliar as melhores condições para cada operação.

A gestão de mudança deve ser publicada como um procedimento acessível a todos da organização. Nele, deve ser definido um escopo, ou seja, os cenários em que se considera necessária a aplicação do processo. Além disso, as informações necessárias para o processo também devem ser previstas, bem como o pessoal que deve participar deste. Mudanças diferentes podem implicar em equipes diferentes, dependendo dos critérios estabelecidos no protocolo. Além da equipe, o tipo de análise de risco empregada e a abrangência desta pode ser variável.

Uma parte importante da gestão de mudanças é a aprovação de sua realização (AIChE/CCPS, 2014). Depois de identificada a necessidade de alguma mudança, levantadas as informações previstas e realizadas as análises de risco, deve-se chegar a uma conclusão a respeito do prosseguimento do processo ou não. Durante essa fase preliminar pode ser constatado que a mudança não é suficiente para justificar o trabalho necessário, ou que os riscos envolvidos não estão dentro do que a empresa considera tolerável. Nesses casos, o processo pode ser interrompido e arquivado. Quando uma mudança relevante passa pelo processo e é aprovada, começa a fase de implementação. Em seguida, a atividade segue como qualquer outra da instalação, respeitando seus processos de segurança, como permissões de trabalho. Por fim, as documentações pertinentes devem ser revisadas para que a mudança seja incluída.

2.3.7. *Prontidão operacional*

O elemento de prontidão operacional observa as atividades em situações de parada e reinício da instalação. Esse elemento abrange tanto situações em que paradas são realizadas de forma costumeira, como em indústrias sazonais ou que podem ser interrompidas por razões econômicas e religadas sob demanda, como instalações que costumam trabalhar de forma contínua por muitos anos, em que paradas são realizadas somente em situações de emergência ou em manutenções programadas, como plataformas de exploração de petróleo.

A prontidão operacional é garantida através de procedimentos específicos para cada situação de reinício de operações prevista. A implementação de procedimentos e a consistência com que estes são empregados garante a segurança da

instalação e de seus empregados a longo prazo. Nos procedimentos, devem ser descritos não só os passos para reinício da planta, mas também os requisitos necessários para que a manobra seja considerada segura. Esses requisitos podem ser a presença de pessoal capacitado para tal, a situação da planta ou qualquer outro fator considerado importante para o sucesso da operação.

Procedimentos dessa natureza devem sofrer revisões constantes, com lições aprendidas em situações anteriores, de forma a agregar conhecimento adquirido pelos participantes (AIChE/CCPS, 2014).

2.3.8. *Condução das operações*

O elemento de condução das operações pode também ser chamado de “disciplina operacional” ou “formalidade operacional”. O foco do elemento é na realização de operações de rotina na instalação da forma mais correta e consistente possível. Uma condução de operações eficiente garante que o trabalho seja realizado de forma consistente e padronizada. Espera-se que, no decorrer da realização da atividade não só o trabalho seja realizado da forma preconizada pela empresa, mas também que os trabalhadores envolvidos ou ao redor do local mantenham uma postura atenta e de segurança.

O elemento é intimamente ligado à cultura das empresas. Em locais em que a segurança é um valor, a força de trabalho naturalmente segue procedimentos da forma correta e com toda a segurança necessária, independente de fiscalização. Uma boa condução das operações pressupõe que todos saibam seus papéis (AIChE/CCPS, 2014). Estes devem constar nos procedimentos que serão escritos, de forma a evitar qualquer dúvida. Além disso, treinamento constante nas operações de rotina e acompanhamento da performance dos colaboradores auxiliam na melhora do desempenho da força de trabalho.

Uma boa condução das operações depende não só do trabalho prático, mas também de uma boa comunicação. Atividades que não são encerradas de forma rápida ou que são frequentes precisam ser acompanhadas de um fluxo de informações que garanta a sua continuidade ou segurança. Em situações como, por exemplo, troca de turnos, é necessário destinar uma parte do tempo para a passagem de serviço, de forma a garantir que o turno que se inicia tenha todas as informações necessárias para agir corretamente, considerando quaisquer acontecimentos anteriores ao seu início.

Nas reuniões não só informação é transmitida, mas, quando necessário, transmite-se também a custódia dos equipamentos ou maquinário utilizado, que deixa de ser de responsabilidade da turma que está se retirando do local de trabalho e passa a ser responsabilidade da nova turma.

O momento de transmissão de informações deve ser encarado como parte importante do serviço, e não como uma mera formalidade (AIChE/CCPS, 2014). Recomenda-se a utilização de documentação apropriada e treinamento para otimizar o processo. Além disso, é necessário incentivar as perguntas para que toda dúvida seja removida e enfatizar o que for considerado necessário.

2.3.9. *Gestão de emergência*

O elemento de gestão de emergência inclui a preparação para emergências, o provisionamento dos recursos necessários para a resposta adequada, o treinamento contínuo dos planos de resposta, e a comunicação necessária aos *stakeholders* (AIChE/CCPS, 2007).

Os procedimentos de resposta a emergências são elaborados a partir dos cenários previstos em análises de risco. Depois que os cenários possíveis são determinados e os procedimentos pertinentes são elaborados, é necessário manter um treinamento frequente em todas as situações.

Quando há uma emergência, o estresse do pessoal envolvido faz com que erros sejam mais comuns que em situações normais. Por conta disso, é necessário garantir que todos os presentes saibam claramente qual seu papel em todas as situações possíveis. Os treinamentos para essas situações devem ser tanto teóricos quanto práticos, através de simulados. A realização de simulados, além de melhorar o entendimento da força de trabalho a respeito do papel de cada um também é um indicativo da qualidade do procedimento em si. Os resultados de cada exercício devem ser analisados para garantir que o procedimento seguido é adequado e, se algum problema for detectado, é possível mudar os procedimentos. Com isso, a qualidade dos procedimentos é melhorada continuamente.

Assim como em procedimentos operacionais em situações normais, é importante que, em caso de emergência, todos saibam seu papel. A distribuição de funções para situações de emergência serve não só para garantir que o contingente se comporte da forma adequada, mas também para determinar quais colaboradores

precisam realizar treinamentos específicos. Por exemplo, um membro da brigada de incêndio deve fazer cursos específicos para essa atividade, mas uma pessoa que não está nesse grupo não precisa realizá-lo. A comunicação também é uma parte importante e deve ser treinada sempre que possível, tanto para informar que uma emergência começou quanto para garantir que todos os envolvidos nas atividades de resposta estão organizados da forma correta.

2.4. 4º Pilar: Aprender com a experiencia

O quarto pilar do RBPS tem por objetivo criar sistemas de gestão que ajudem, ao longo do tempo, a gerar e organizar dados que serão usados como base para tomada de decisões dos outros pilares. Os sistemas propostos nesse pilar são ligados ao entendimento da empresa sobre os riscos de cada atividade e da exposição da força de trabalho a cada risco.

2.4.1. Investigação de acidentes

O elemento de investigação de incidentes engloba o processo de desenvolver, aplicar e melhorar o processo de investigação de incidentes da organização. A investigação de incidentes deve ser um processo formal, descrito em procedimentos, e pode ser diferente de acordo com sua natureza. Por exemplo, um quase acidente não precisa necessariamente ter uma investigação tão profunda quanto um acidente grave, se a companhia entende que a probabilidade do quase acidente se transformar em um acidente grave é muito baixa, com base nos riscos e frequências adotados por ela.

Para que seja possível realizar uma investigação, é necessário detectar a existência de um acidente ou quase acidente. Por conta disso, a identificação de potenciais acidentes é parte do elemento (AIChE/CCPS, 2014). Essa atividade pode se dar por análise de documentação, ou, por exemplo, por cartões de observação redigidos pelos empregados.

Investigações devem ser compostas por equipes multidisciplinares e de vários setores, e é comum que grande parte da equipe não faça parte de investigações de forma rotineira. Por conta disso, é importante que o processo seja bem descrito por procedimentos e que algum membro da equipe seja treinado para facilitar o processo (AIChE/CCPS, 2014). Também é indicada a presença de um membro que seja

hierarquicamente superior aos demais (AIChE/CCPS, 2014). Esse membro tem como função auxiliar a equipe de investigação, provendo os recursos e a logística necessária ao processo e garantindo que a continuidade da investigação.

As investigações devem ser arquivadas de forma que seja possível obter seus dados e recomendações de forma fácil. Um arquivo bem estruturado pode ajudar a indicar riscos comuns em vários locais e, com isso, auxiliar na melhoria da segurança de toda a indústria. As recomendações particulares geradas para cada investigação devem se transformar em ações para que o risco identificado pela investigação seja mitigado.

2.4.2. *Métricas e indicadores*

O elemento de medições e indicadores é utilizado para acompanhar de forma rápida a performance dos sistemas de gestão e das atividades decorrentes destes nas instalações. O elemento aborda também o que deve ser considerado, a frequência de coleta de dados e o uso que os dados coletados devem ter. Os indicadores gerados a partir das medições podem ser utilizados para identificar os pontos mais fracos do sistema de gerenciamento da instalação e, com base nisso, ajustar as atividades envolvidas (AIChE/CCPS, 2014).

O uso de medições e indicadores deve seguir um manual em que conte não só sua natureza, mas também a finalidade de cada um, a frequência de coleta de dados e o responsável por cada dado. É importante que existam indicadores suficientes para que cada elemento de gestão seja abordado, mas que não sejam previstos elementos em demasia. A divulgação dos dados também deve ser definida de forma prévia, e pode ser periódica ou provocada por algum evento ou meta.

2.4.3. *Auditoria*

O elemento de auditoria tem por finalidade garantir que todos os outros elementos estão funcionando de maneira adequada. O manual da RBPS entende como auditoria o “processo de análise sistemática e independente para a verificação da conformidade aos padrões previstos” (AIChE/CCPS, 2014). O processo deve ser bem definido para assegurar a consistência dos dados.

As auditorias não têm, necessariamente, que ser um evento surpresa. É possível determinar que algumas auditorias sejam realizadas, inclusive, pelos

responsáveis pelo próprio processo, ou por um outro setor interno da empresa. Existem também auditorias externas, que podem ser contratadas pela própria empresa ou, de acordo com a legislação de cada país, realizadas por entes públicos ou seus representantes.

Ao final de uma auditoria, um relatório descrevendo as atividades realizadas é gerado. Nele também devem constar as conclusões da atividade e quaisquer recomendações pertinentes. Assim como no caso do elemento de investigação de incidentes, as recomendações recebidas por relatórios de auditoria devem ser aplicadas assim que possível, com o objetivo de melhorar os processos.

2.4.4. Melhoria contínua e revisão de gestão

O elemento de melhoria contínua e revisão de gestão trata da avaliação sistemática da performance dos sistemas. A análise de gestão tem por finalidade detectar as lacunas que podem existir nos processos antes que algum problema real ocorra. Por sua finalidade, o processo também deve ser realizado periodicamente, inclusive durante a implantação dos sistemas de gestão (AIChE/CCPS, 2014).

A revisão de gestão pode ser comparada com uma auditoria, no sentido de que ambas se concentram em encontrar falhas nos processos de gestão. A diferença entre elas, porém, é que enquanto a auditoria detecta falhas que já ocorreram ou ocorrem de forma sistemática, a missão da melhoria contínua e revisão de gestão é antecipar os erros e desenvolver ferramentas para que estes sejam evitados.

3.Piper alpha

O capítulo foi baseado no relatório oficial *The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster*, gerado a partir da investigação do Departamento de Energia do governo do Reino Unido liderada pelo Lorde William Douglas Cullen.

3.1. Produção no campo de Piper

O campo de Piper era explorado por um consórcio formado pelas empresas Occidental Petroleum LTDA, Texaco Britain LTDA, International Thomson PLC e Texas Petroleum LTDA.

A plataforma começou as operações em 1976, exportando inicialmente somente petróleo, com um volume máximo de produção estimado em 250.000 bbl/dia de óleo. Em 1978, por exigências legais, uma obra foi realizada para que passasse a exportar o gás natural em vez de queimar toda a produção nos flares. A partir deste ano, além da produção de óleo que escoava por oleoduto para o terminal de Flotta, o gás produzido também era enviado para a plataforma MCP-01, que juntava sua produção com a do campo de Frigg e enviava para o terminal de St. Fergus. Em 1988 a plataforma Piper Alpha era operada a Occidental Petroleum LTDA. Piper Alpha era ligada por *risers* a três outras plataformas, Tartan, Claymore e MCP-01. A figura 3 mostra a organização das plataformas e as ligações entre elas.

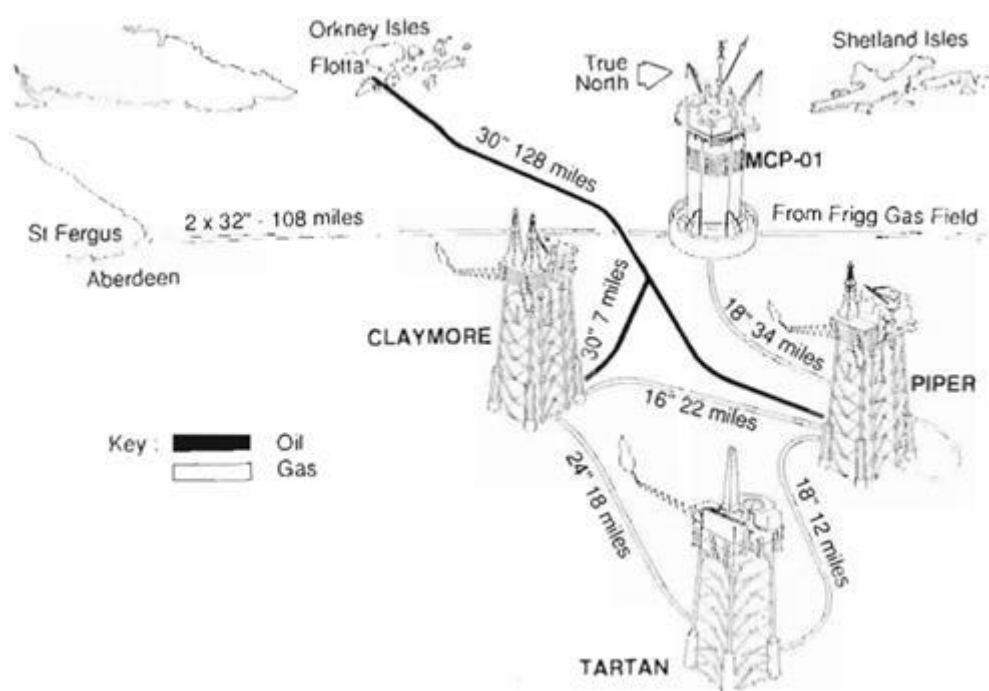


Figura 3: Campo de Piper (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

A plataforma Claymore localizava-se a 22 milhas a oeste de Piper Alpha, também produzia gás natural e óleo e era operada pela *Occidental*. Ela também estava ligada por oleoduto ao terminal de Flotta, por onde escoava sua produção, e enviava o gás produzido para Piper Alpha.

A plataforma Tartan localizava-se cerca de 12 milhas a sudoeste de Piper Alpha. Produzia gás natural e petróleo e era operada pela *Texaco North Sea LDTA*. Sua produção de óleo era escoada para Claymore, de onde seguia para o terminal de Flotta, na cidade de Flotta Orkney. O gás natural era enviado a Piper Alpha e então à MCP-01.

A plataforma MCP-01 localizava-se a 34 milhas a noroeste de Piper Alpha e escoava a produção de gás das outras 3 plataformas. MCP é uma sigla para *Manifold Compression Platform*, não produzia gás ou petróleo, tendo como única função receber o gás produzido nos campos de Piper, Tartan, Claymore e Friggs e enviá-lo ao terminal de gás em St Fergus.

3.2. Organização e operação da plataforma antes do acidente

3.2.1. Organização geral da plataforma

A produção da plataforma era dividida em 4 módulos principais, localizados lado a lado, no mesmo nível:

Módulo A: Era o módulo onde estavam as árvores de Natal. Estas estavam organizadas em 3 linhas com 12 unidades, totalizando 36 cabeças de poço e árvores de Natal em produção.

Módulo B: O módulo B era o módulo de produção. Nele estavam os separadores onde o gás e a água eram separados do óleo. Havia também um separador de testes, menor que os principais, e as bombas da linha principal de óleo.

Módulo C: Local onde o gás era comprimido para ser enviado à plataforma MP-01. Nele estavam presentes compressores, turbinas e trocadores de calor. O gás produzido passava por um tanque de flash que separava as frações mais leves – principalmente metano – das mais pesadas, que eram comprimidas e liquefaziam, formando condensado.

Módulo D: Era onde a energia elétrica era gerada para alimentar a plataforma. O módulo D possuía dois outros módulos associados, um chamado de submódulo D e um mezanino.

A figura 4 ilustra a organização dos módulos na plataforma.

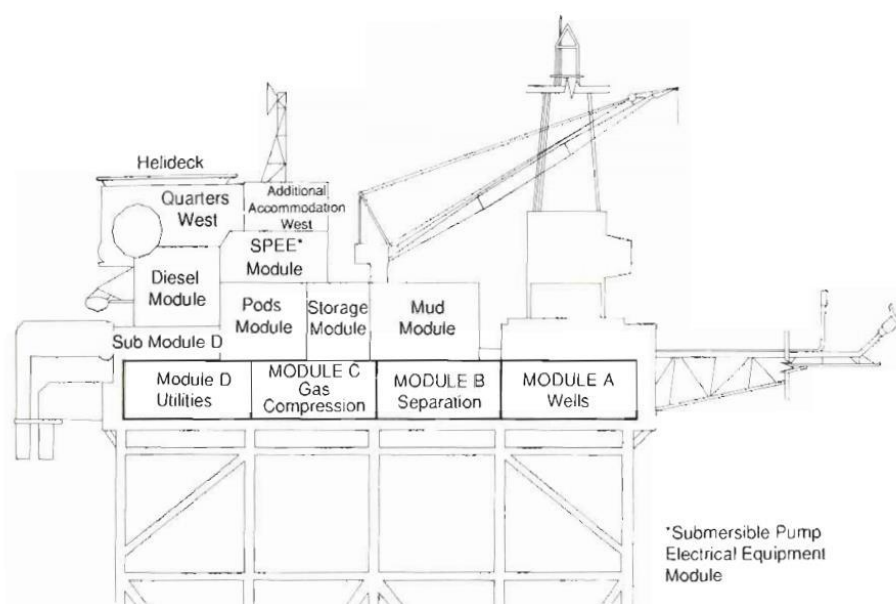


Figura 4: Localização dos Módulos na plataforma (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

Além dos módulos havia outras instalações que davam suporte à produção, como oficinas, escritórios, geradores auxiliares, guindastes, heliponto, sala de rádio e sala de controle. Além disso, a localização na plataforma era feita com base nos níveis de cada piso, que eram como se fossem andares de um prédio. Cada nível era identificado pela sua elevação em relação ao nível do mar em pés, ou seja, o nível 68 ft era o piso que estava localizado a 68 pés, ou aproximadamente 20,72 metros, do nível do mar. A figura 5 destaca essas instalações e, ao lado, há a indicação dos níveis da plataforma. Como a tripulação utilizava essa numeração para identificar pontos na plataforma, a nomenclatura foi mantida.

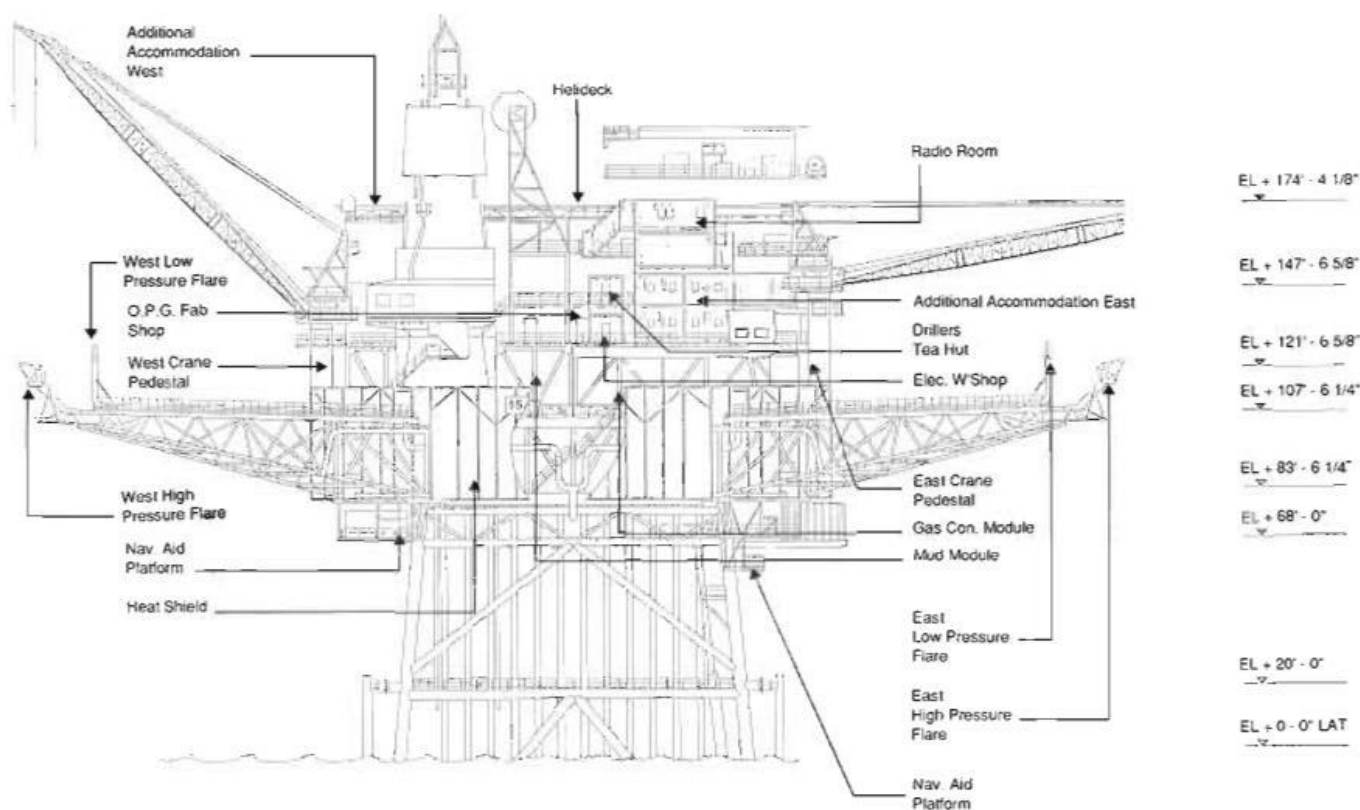


Figura 5: Instalações e Níveis da Plataforma (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

3.2.2. Operação de Piper Alpha

O projeto original da plataforma previa queimar todo o gás produzido escoando somente a produção de óleo. Após a conclusão da obra que possibilitou a exportação de gás produzido para MCP-01 a plataforma passou a contar com dois modos possíveis de operação. O primeiro, chamado de “Fase 01”, era a forma como o gás era tratado pelo projeto original, com a queima de sua quase totalidade nos flares, enquanto o segundo modo, chamado de “fase 02” previa o tratamento do gás para seu posterior envio à MCP-01. Desde sua instalação, a plataforma se manteve quase ininterruptamente em fase 02, com exceção de um intervalo entre abril e junho de 1984 e alguns dias antes do acidente.

O tratamento do gás foi possível com a instalação de uma planta, que incluía uma unidade de desidratação, válvulas de expansão, entre outros equipamentos. Esses equipamentos foram instalados no espaço antes ocupado pelo segundo *Drilling Derrick*¹ presente na plataforma, que foi removido, e passou a ser chamado de GCM (*Gas Conservation Module*). O GCM estava localizado logo acima do módulo B.

¹ Estrutura em forma de torre utilizada para suportar as roldanas que levantam seções da coluna de perfuração durante atividades nos poços.

3.2.3. *Sistema de permissão de trabalho*

Em Piper Alpha se utilizava o sistema de permissão de trabalho, ou PT, para avaliar os riscos envolvidos nas atividades a bordo. Qualquer ação, desde uma troca de lâmpadas até a mudança de um motor dependia da emissão de uma permissão de trabalho.

Nesse documento deviam constar uma descrição que especificasse o trabalho a ser realizado, os colaboradores envolvidos, se próprios ou terceirizados, as responsabilidades de cada colaborador, os equipamentos necessários. Ainda especifica se havia necessidade de isolamento de área, se a atividade podia envolver riscos de explosão, incêndio ou entrada em espaço confinado. Além disso, o documento devia especificar as precauções necessárias para cada trabalho, quais equipamentos deviam ser utilizados, o período de validade da permissão e se alguma outra área que não estivesse diretamente envolvida na atividade seria afetada.

A PT seguia um sistema de cores. Para trabalhos que não envolviam geração de calor, faíscas ou eletricidade, denominados “trabalho a frio”, utilizava-se um formulário azul. Para trabalhos em que havia a possibilidade de geração de calor ou faíscas, chamados de “trabalho a quente”, como soldas ou uso de esmerilhadeiras, utilizava-se um formulário rosa. Para trabalhos que envolviam eletricidade, utilizava-se o verde. Havia também um prazo determinado para a finalização do trabalho. Quando o prazo máximo não era suficiente, havia a possibilidade de prorrogação. Terminada a tarefa, o formulário era marcado como encerrado. O encerramento da PT devia ser assinado somente quando, após o trabalho concluído, a área já estivesse liberada, os equipamentos utilizados estivessem guardados e o responsável pela realização do trabalho fosse à sala de controle comunicar ao supervisor da área que a tarefa estava encerrada. Era necessário, de acordo com o procedimento da operadora, que o responsável pela realização do trabalho se encontrasse pessoalmente com o responsável da área para o encerramento de fato da PT.

Em situações em que o trabalho não era encerrado ao fim do turno, a permissão deveria ser suspensa e arquivada na sala de controle até que, no próximo turno, ela fosse reativada. O supervisor da equipe de execução do trabalho deveria garantir que o sistema estava sendo aplicado da forma correta e inspecionar a área ao fim do serviço.

A permissão de trabalho era elaborada em múltiplas vias e assinada por uma autoridade designada. O responsável pelas aprovações de PTs era o supervisor da área envolvida. Além dele, os responsáveis pela área e pelo serviço também assinavam os documentos. Entre as cópias elaboradas do documento, necessariamente uma devia estar afixada em lugar visível perto do local onde o serviço estava sendo realizado. Ao final de cada turno os supervisores das áreas se reuniam para informar o andamento de cada trabalho.

Deviam ser realizadas auditorias periódicas nos formulários das PTs, de forma a garantir que os formulários estivessem sendo utilizados de forma correta. Após análise, acidentes e incidentes deviam ser divulgados à tripulação para evitar a repetição de ocorrências semelhantes.

Nos meses de operação que antecederam o acidente, a operadora do campo estava em processo de revisão de seu *Safety Procedures Manual*, documento onde constava o procedimento oficial de permissão de trabalho, cuja versão anterior datava de 1985. Uma versão em revisão, ainda não aprovada, foi publicada em 1987 e este passou a ser o novo procedimento de Controle de Trabalho da companhia. As mudanças, contudo, eram pequenas em relação ao documento anterior.

Em Piper Alpha, apesar da observância aos procedimentos, alguns desvios eram aceitos pela tripulação e encarados como uma particularidade da instalação. Por exemplo, as reuniões de encerramento de PT, não eram necessariamente realizadas quando algum dos responsáveis não estava presente. Nessas situações os formulários eram deixados na mesa do ausente que, ao retornar, assinava e arquivava os formulários. Além disso, apesar de explicitado no procedimento, por vezes o trabalho não era especificado de forma satisfatória. Um exemplo eram as trocas de válvulas de sistemas redundantes que podiam ser realizadas somente com uma PT. Também eram ignorados de forma sistemática os testes para presença de gás e identificação de equipamentos por tags.

As permissões de trabalho suspensas eram, por sua vez, armazenadas na sala do *Safety Officer*. Com isso, não necessariamente alguém do turno da manhã tinha conhecimento das atividades realizadas no turno da noite, a não ser que fosse no início de cada turno na sala para conferência. Apesar de possível, essa prática não era prevista em procedimento. Algumas permissões de trabalho não eram retomadas, ao ponto de um levantamento realizado em fevereiro de 1988 ter indicado a presença de

124 permissões de trabalho suspensas na sala do *Safety Officer*, sem previsão de encerramento. PTs eram arquivadas pela localização (área) e não pelos sistemas que sofreram intervenção.

Quando a atividade requeria a desativação do sistema de combate a incêndio de certa área, não era claro de quem seria a responsabilidade de sua reativação ao fim do trabalho, nem havia sistema ou procedimento estabelecendo responsabilidades e funções. Em casos, por exemplo, de troca de turno, a reativação dos sistemas dependeria de que a informação fosse passada pelo pessoal do turno anterior de forma proativa.

A operadora do campo, apesar de contar com um procedimento oficial, não oferecia treinamento do mesmo para seus colaboradores. Novos empregados eram apresentados ao sistema de permissão de trabalho vendo seu funcionamento *in loco*. Empregados terceirizados que prestassem serviços de forma continuada ou frequente na instalação tinham autorização para emitir Permissões de Trabalho e eram apresentados ao sistema na prática, da mesma forma que os efetivos. Para o pessoal que realizava trabalhos pontuais, um livreto de regras era entregue e ele continha referências ao procedimento de controle de trabalho. Apesar disso, o livreto era genérico para todos os ativos operados pela Occidental, e não para a instalação, de forma que as regras nele apresentavam diversas inconsistências. Um exemplo era a necessidade de aprovação das permissões de trabalho pelo OIM (*Offshore Installation Manager*) da instalação, prática que ocorria em Claymore, mas não em Piper Alpha.

3.2.4. Sistema de detecção de gás e combate a incêndio

A plataforma contava com detectores de gás nos módulos A, B e C e no nível 68 ft. A área de cobertura desses detectores era dividida em zonas e cada zona possuía alguns detectores. Quando havia detecção de gás, a sala de controle sabia imediatamente em qual zona um alarme havia disparado, mas não o alarme específico, essa informação podia ser obtida, mas demandaria tempo, uma vez que era necessário abrir o painel da sala de controle referente ao sistema de detecção e descobrir a origem do sinal. O sistema estava programado para emitir um aviso se o teor de gás fosse superior a 15% do limite inferior de explosividade de gás natural, chamado de *low gas alarm* e outro se o teor de gás fosse superior a 75% do limite

inferior de explosividade, chamado de *high gas alarm*. Se o *low gas alarm* fosse acionado, o sistema não tomaria nenhuma ação automaticamente, somente avisaria ao pessoal da sala de controle.

A detecção de fogo era realizada por detectores de chama ultravioleta e detectores de calor. Estes também estavam posicionados nos módulos A, B e C, além do nível 68ft. A detecção de fogo deveria ativar automaticamente o sistema de combate a incêndio por dilúvio de água ou espuma na área em que o fogo fosse detectado, preservando as áreas não atingidas pelo incêndio. Existia a possibilidade de desativar o acionamento automático quando atividades que geram calor ou faíscas, como soldagens, fossem realizadas em alguma área coberta pelo sistema, evitando seu acionamento indevido.

O sistema de dilúvio era alimentado por um sistema central, chamado de “anel de dilúvio”, de onde saiam ramificações para as áreas cobertas. Estavam cobertos pelo sistema, além das áreas com detecção automática, o módulo D e o nível 84ft. Estes, em caso de necessidade, deveriam ser acionados manualmente. Esse sistema era mantido permanentemente a 110 psi com água do mar, e a pressão normalmente era gerada pelas mesmas bombas que circulavam água de resfriamento para outros fins, como resfriamento de motores, localizadas no módulo D, ao lado da antepara com o módulo C.

Nos módulos A, B, C e em parte do D, o acionamento o sistema de dilúvio também acionava automaticamente a geração de espuma, que formaria um filme na região atingida pelo incêndio. Nos outros lugares, como não havia adição de agente gerador de espuma, somente água era empregada.

O sistema de combate a incêndio e utilidades contava com quatro bombas, chamadas de bombas 1-G-124 (A, B e C) e 1-G-123, conforme ilustrado na figura 6. A bomba 1-G-124 A era dedicada ao sistema de utilidades, circulando água de resfriamento para motores e geradores, entre outros processos. Esta bomba também tinha conexão com o sistema de incêndio, restringida com uma placa de orifício, cuja função era ajudar a manter pressão do segundo sistema. As Bombas 1-G-124 B e C podiam atuar em qualquer um dos dois sistemas e eram acionadas para recuperar a pressão em casos de quedas acentuadas nos sistemas. A bomba 1-G-123 era dedicada ao sistema de combate a incêndio, e não apresentava conexão com o sistema de utilidades. As bombas 1-G-124 A, B e C eram elétricas e alimentadas pelo sistema de

geração da plataforma. Em caso de falha elétrica, a bomba 1-G-124 C também podia ser acionada por motor a diesel. A bomba 1-G-123 funcionava somente a diesel e era utilizada somente como um backup das outras bombas para manter o sistema de incêndio em caso de falha elétrica da unidade. As bombas 1-G-124 C e 1-G-123 eram mantidas dentro de um compartimento a prova de chamas e foram instaladas depois da construção da plataforma, em uma reforma em 1983. Normalmente, uma das três bombas 1-G-124 era utilizada para o sistema de incêndio, outra era utilizada para o sistema de utilidades e a terceira ficava de prontidão.

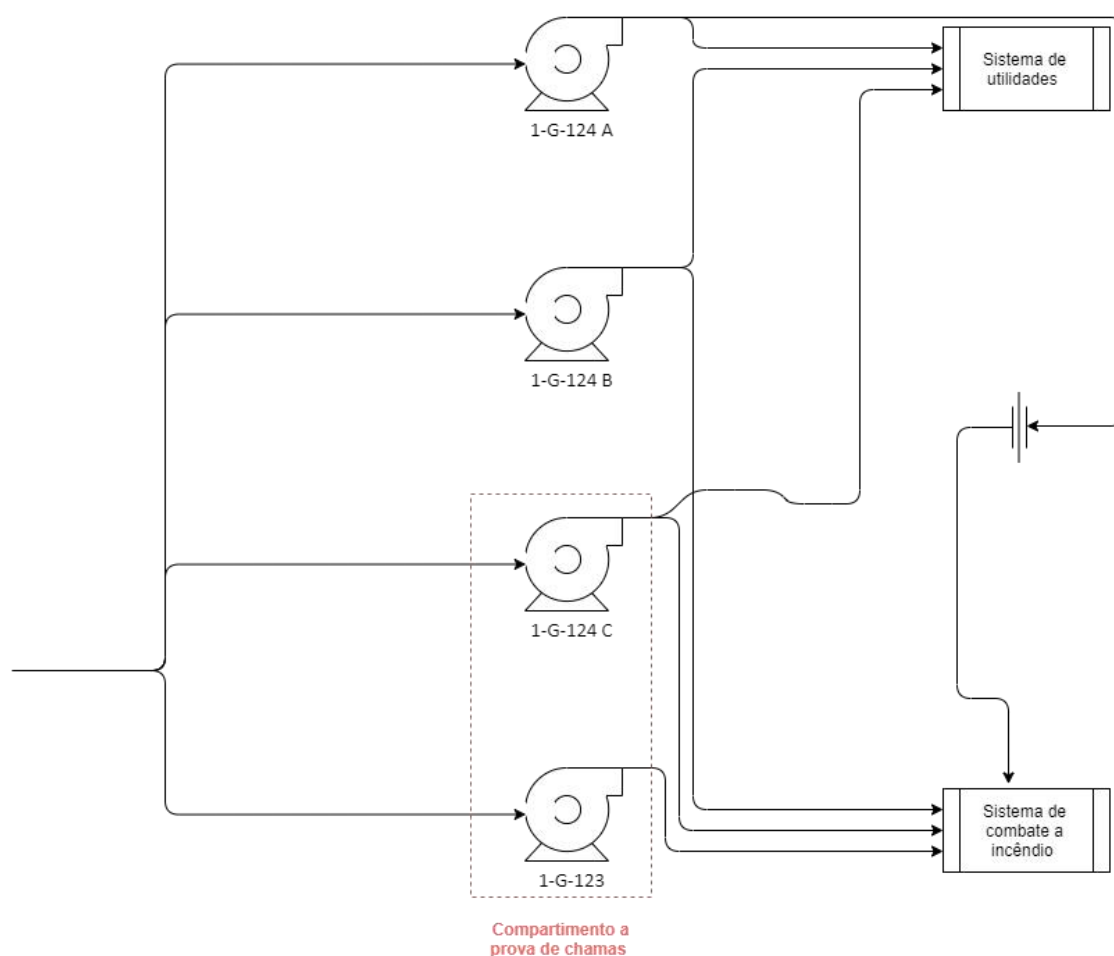


Figura 6: Diagrama de funcionamento das bombas de utilidade e de incêndio

O acionamento das bombas de incêndio em prontidão podia ser automático, manual pela sala de controle ou local. Estimava-se que o processo de acionamento local, incluindo o deslocamento do operador da sala de controle até a bomba e sua ativação era de cerca de 3 minutos. Essa estimativa, porém, era otimista, pois subentendia que o operador poderia imediatamente tomar a ação e que o caminho estaria sem obstáculos até a bomba.

Em Piper Alpha, por motivos de segurança, as bombas eram mantidas em sistema manual sempre que havia atividade de mergulho embaixo da plataforma. Isso ocorria pelo medo de que, se algum mergulhador estivesse próximo ao ponto em que a água era captada, este fosse sugado pela captação do sistema de água da plataforma, o que poderia inclusive resultar em fatalidades. Esse hábito fora comunicado ao escritório da empresa, que não se opôs. Dessa forma, sempre que havia qualquer atividade de mergulho, independente da profundidade, o turno inteiro permanecia com as bombas de incêndio em modo manual.

O sistema de dilúvio foi projetado tendo como base a ideia de que, em caso de incêndio em materiais como óleo, combustíveis líquidos ou materiais sólidos, o fogo seria extinto antes que conseguisse danificar a própria estrutura de combate a incêndio ou componentes estruturais da plataforma. Além disso, em casos de vazamento de óleo, a operadora entendia que o fogo seria extinto antes que o vazamento pudesse ser fechado, e que, após a extinção do incêndio, o trabalho de reparo seguiria. Em casos de vazamento de gás, o procedimento seria enviar o gás em tratamento em toda a instalação diretamente ao Flare de forma emergencial, prevenindo um incêndio de grandes proporções por falta de combustível dentro da plataforma, enquanto o fluxo de gás que vinha das outras unidades do campo era interrompido.

Piper Alpha não possuía proteção antichamas em sua estrutura, fazendo com que a plataforma pudesse ter sua estrutura comprometida após 10 minutos de um cenário de incêndio de grandes proporções. Um cenário considerado possível pela operadora seria um incêndio a partir de uma linha de gás pressurizada. Nesse caso, as projeções apontavam que em 5 minutos o flare da instalação conseguiria esgotar o gás da instalação, se esta tivesse suas alimentações cortadas, o que, em tese, garantiria a segurança da operação e a eficiência do sistema. O procedimento adotado nesse caso seria, além do uso do sistema de dilúvio, utilizar mangueiras para resfriar a estrutura da plataforma até que o flare esgotasse o gás. O acionamento do sistema de dilúvio, além de resfriar a estrutura seria responsável também por impedir que sua própria alimentação fosse danificada, uma vez que a água circularia, trocando calor com a tubulação e impedindo seu colapso.

O sistema de dilúvio apresentava problemas frequentes com corrosão e deposição de sais na tubulação e saídas do sistema. Esse problema foi reportado pela

primeira vez em 1984, e inicialmente os aspersores do sistema foram substituídos por outros com orifícios maiores, mas o problema continuou. A origem do problema foi atribuída ao material de fabricação da tubulação, que era de aço galvanizado. Foi constatado que seria preciso desmontar todo o sistema para desobstruir manualmente toda a tubulação, e isso só resolveria o problema pontualmente. O mais indicado era a substituição de todo o sistema por materiais resistentes à água do mar, como aço inox. Em 1986 o sistema do módulo B foi trocado, aos poucos, em uma obra que durou 2 meses, mas permitiu com que a plataforma continuasse produzindo. Com o fim da obra nesse módulo, o próximo a receber a substituição seria o A e, por fim, o C. Apesar disso, no fim de 1987 uma auditoria emitiu uma recomendação para que se adicionassem ao sistema alguns pontos de spray para proteção da integridade da plataforma. Com isso, a realização do projeto foi adiada enquanto um novo estudo era realizado.

3.2.5. *Simulados e treinamentos de resposta a emergência*

A operadora de Piper Alpha possuía uma política de exigir capacitação para combate a incêndios e sobrevivência para todos os que embarcavam em suas instalações. Existiam 6 empresas com cursos acreditados pela operadora, e, por conta da escassez e das filas de espera, por vezes o pessoal com curso incompleto ou vencido era autorizado a embarcar.

Ao embarcar, existia uma palestra de indução de segurança e, se o colaborador estivesse em seu primeiro embarque, um livreto com instruções de segurança, onde também era apresentado o sistema de PT da unidade, também era entregue. No livreto constavam informações sobre a localização de baleeiras e botes, ilustrados na figura 7, o procedimento para acionamento das balsas infláveis, localização dos pontos de reunião e o local onde seria possível saltar para o mar em caso de necessidade.



Figura 7: Exemplos de Baleeira e Bote Salva-Vidas utilizados em instalações offshore
(Fonte: Adaptado de Eurosul Fornecedora de navios LTDA)

A palestra de indução era ministrada de forma corriqueira pela equipe de segurança de bordo. Deveria durar cerca de uma hora e envolvia uma ementa com 11 itens, entre eles os EPIs obrigatórios, procedimentos de registro de incidentes e posicionamento de equipamentos de combate a incêndio.

A palestra de indução não era padronizada e a equipe de segurança mudava alguns pontos de acordo com a turma. Por exemplo, se a turma em questão fosse de pessoas envolvidas em atividades de perfuração, os perigos envolvidos nesta atividade em específico eram mais detalhados que outros. Após a palestra, os recém-chegados eram levados até seus botes salva-vidas designados para conhecimento em caso de simulados de emergência ou da necessidade de evacuação.

Na prática a duração da palestra poderia variar entre 15 minutos e uma hora, mas relatos de sobreviventes indicam que alguns dos empregados nunca assistiram a qualquer palestra de indução a bordo. Existia também o entendimento de que para terceirizados a responsabilidade de realização da palestra de indução era dos respectivos superiores das empresas que estivessem embarcados. Nesses casos, o terceirizado era levado até seu bote salva-vidas e depois encaminhado ao seu supervisor para que este realizasse a palestra de indução da forma que achasse mais apropriada.

O livreto não era específico para Piper Alpha, e, assim como na seção do sobre o sistema PT, a parte de segurança também apresentava informações não pertinentes à instalação. Alguns equipamentos previstos no material não estavam mais presentes na plataforma, e outros até estavam, mas com configuração diferente. As baleeiras, por exemplo, não eram lançadas por trilhos ao mar, ao contrário do descrito no material.

Além da palestra de indução e do livreto, a operadora também previa a realização de simulados periódicos com o pessoal de bordo para garantir que, em caso de emergência, todos estivessem cientes de seus papéis. Para tanto, a operadora instituiu em seu manual de segurança que exercícios simulados deveriam ser feitos em uma periodicidade de até 12 dias e, a cada 3 embarques, necessariamente deveriam ser realizados simulados práticos de abandono da unidade. Os simulados deveriam abordar diferentes cenários possíveis, como evacuações por helicóptero, baleeiras ou diretamente ao mar.

Tipicamente os exercícios eram realizados às 21:00 horas dos sábados, horário próximo às trocas de turno, como forma de diminuir o desconforto da tripulação. Aproximadamente uma em cada três evacuações simuladas eram realizadas tendo como cenário a evacuação por helicópteros. Nesse caso, a tripulação deveria sair de suas posições nas estações de baleeiras para a recepção do helideck e esperar o resgate. Não há registros de treinamentos para evacuações pelo mar, e isso era justificado pelo perigo de deixar a tripulação na plataforma no nível mais baixo da instalação, a 20 pés da água. Além disso, cenários prevendo obstrução de rotas de fuga também não eram corriqueiramente explorados.

O pessoal da equipe de resposta a emergências como a equipe do helideck, timoneiros de botes salva-vidas, pessoal responsável pelos primeiros socorros e brigada de incêndio deveriam, além dos treinamentos comuns da tripulação, participar de exercícios específicos referentes à sua função de forma periódica, de preferência semanalmente. Apesar disso, os registros recuperados de bordo mostraram que até o dia do acidente, somente os timoneiros e o pessoal da brigada de incêndio participaram de algum simulado específico, e mesmo assim, em uma frequência bem menor que a estipulada pela empresa.

No início de 1988, a Occidental introduziu um treinamento mais detalhado para o pessoal envolvido na resposta a emergências, como brigadistas, timoneiros de barcos salva-vidas ou pessoal responsável pelos primeiros socorros. Alguns treinamentos foram realizados, mas como não havia prazo para que o programa fosse concluído, os módulos mais demorados foram adiados e acabaram não sendo realizados.

Os OIMs (Offshore Installation Manager) de Piper Alpha estavam cientes da falta de treinamento do time de resposta a emergências, e estavam ativamente

tentando melhorar a frequência dos simulados. Entre os obstáculos encontrados por eles para a realização de mais atividades estavam a falta de pessoal, que pudesse atuar nas posições dos membros desses times, enquanto as atividades eram realizadas e a falta de pessoal da equipe de segurança, especialmente a partir de maio de 1988, quando um técnico de segurança fora promovido, deixando a função, sendo que nenhum novo colaborador fosse contratado. Existem registros de reuniões para adequação de pessoal para melhorar o treinamento, mas nada de concreto fora realizado até a data do acidente.

3.2.6. *Gestão de segurança da Occidental*

O setor de segurança estava dentro da área de Produção e Dutos² da Occidental, que por sua vez respondia ao vice-presidente de produção da empresa. Existia na empresa um compromisso formal firmado com a segurança, que dizia que a área deveria ser tratada com a mesma prioridade que a de produção. Dentro da plataforma, o responsável era o OIM, cujas tarefas corriqueiras envolviam reuniões diárias com líderes de cada setor da plataforma, momento em que recebia as demandas e definia a ordem de prioridades. Outra reunião diária do OIM era somente com o supervisor de segurança, e reuniões de segurança com cada setor a cada 5 semanas.

Um sistema de para registro de incidentes, vazamentos de óleo, e quase incidentes também estava disponível e qualquer colaborador, próprio ou terceirizado, podia registrar um evento. A partir de 1987 um sistema semelhante, mas de requisição de EPIs, também aberto para qualquer pessoa embarcada fora implantado. Os dados gerados por esses sistemas eram abordados em reuniões *onshore* e *offshore*.

² Tradução livre de "Production and pipeline" (p. 133, Volume 1, CULLEN, 1990)

3.3. Histórico de acidentes em Piper Alpha

3.3.1. Falha em equipamento seguido de explosão e incêndio, com abandono da plataforma (24/03/1984).

Uma falha de equipamento seguida de explosão, liberação de gás e fogo no *Gas Conservation Module* (GCM) fez com que a plataforma fosse abandonada com o auxílio de helicópteros. Nesse dia, os sistemas funcionaram como projetado, com detecção de fogo pelos sensores e acionamento automático do sistema de dilúvio. O gás foi direcionado para o flare e, enquanto o fogo não se extinguia, a brigada de incêndio, em conjunto com o sistema de dilúvio, atuou resfriando as proximidades do incêndio e prevenindo danos estruturais maiores. Com o auxílio de helicópteros que já estavam na área, a evacuação foi concluída em 50 minutos, com 179 pessoas removidas da plataforma.

Uma investigação após o acidente identificou que a evacuação rápida fora possível por conta da presença não programada de helicópteros que puderam ser desviados de seus destinos originais para atender à emergência. Em uma situação adversa, como um incêndio de madrugada, a evacuação seria iniciada em até 2 horas e 30 minutos.

A ação rápida da brigada de incêndio teve seu papel reconhecido pela empresa, que determinou um incremento do contingente das equipes de resposta a emergência.

Um memorando chamado “*How it was vs How it could have been*”, elaborado pelo superintendente de segurança, baseado no escritório da operadora, foi enviado a bordo. Nesse relatório foram analisadas as particularidades do acidente e os fatores que determinaram o sucesso da resposta ao acidente. Os fatores que permitiram a rápida evacuação da tripulação, combate ao fogo e preservação da integridade das instalações foram:

- O helideck se manteve operacional durante todo o curso da emergência, não sendo atingido por explosões, gás ou fumaça. A estrutura ao redor, da mesma forma, se manteve capaz de suportar os pousos e decolagens, bem como servir de área de espera para a tripulação a ser evacuada;
- Todas as comunicações foram mantidas, tanto com terra quanto com as outras unidades e aeronaves envolvidas na resposta a emergência;
- Por coincidência, um número grande de helicópteros estava a uma distância curta o suficiente para participar da evacuação;

- O navio de apoio Tharos estava a cerca de 150 metros da plataforma. Ele contava com um helideck, fazendo com que a tripulação pudesse ser rapidamente embarcada e desembarcada, diminuindo o tempo de voo dos helicópteros que atuavam na evacuação.

O relatório encerrava pontuando que, se a situação fosse de noite, quando os voos diminuía, e por qualquer motivo um resgate aéreo não fosse possível, a tripulação precisaria recorrer às balsas e baleeiras. Não obstante, as balsas na época do acidente, especialmente os posicionados na face norte da plataforma, dependiam do bom tempo para serem uma opção viável, uma vez que, se o mar estivesse revolto, as chances de que as embarcações fossem jogadas contra a própria plataforma pelas ondas e destruídas eram grandes.

Levando-se em conta as conclusões do documento quanto às circunstâncias do acidente e o que poderia ter ocorrido em situações mais extremas, mas não impossíveis, ou nem mesmo raras para o lugar onde a plataforma estava instalada, foram geradas 4 recomendações:

- i. Reconhecer que uma evacuação por mar não é possível em situações climáticas extremas;
- ii. Mudar o foco do treinamento para reunião e evacuação pelo ar;
- iii. Considerar a possibilidade de mobilização de helicóptero offshore em prontidão, e de outro helideck;
- iv. Reavaliar a praticidade e aplicabilidade de barcos e baleeiras em cenários mais realistas.

Apesar da divulgação do relatório, foi decidido que nenhuma mudança seria realizada. O fato de que as balsas e baleeiras estavam sempre à disposição da embarcação, enquanto helicópteros dependiam da condição climática e da possibilidade de acesso ao heliponto, foram fatores que contribuíram para esta decisão. A Occidental, em conjunto com outras operadoras do Mar do Norte, financiou estudos para indicar a melhor localização de baleeiras e balsas salva-vidas, mas não chegaram a nenhuma conclusão.

A sugestão de mobilização de um helicóptero baseado offshore, em prontidão foi considerada não praticável por conta do tamanho que uma aeronave desse tipo poderia ter. Um helicóptero desse tipo poderia transportar, no máximo, 10 pessoas por vez, o que tornariam necessárias 20 viagens para que toda a tripulação fosse evacuada.

A instalação de um outro heliponto em Piper Alpha também foi considerado impossível já que a única posição seria perto demais dos flares e guindastes, o que inviabilizaria seu uso.

3.3.2. *Fatalidade a bordo de Piper Alpha (07/09/1987)*

O acidente aconteceu no módulo A. Naquele dia, foi preciso trocar um rolamento no motor de uma bomba, e para que o serviço fosse realizado, seria necessário suspender o motor. Para tanto, o líder de manutenção da Occidental requisitou auxílio de um operador de guindaste. Como o serviço não foi terminado antes do fim do turno, este foi continuado pelo pessoal do turno da noite. O método de fixação e içamento do motor não foi discutido durante a passagem de turno. O pessoal do turno da noite, por sua vez, decidiu mudar o método de içamento do motor com base na experiência pessoal de um dos envolvidos, sem que isso fosse comunicado a nenhum superior ou fosse emitida uma nova permissão. Durante a operação, um colaborador subiu em uma plataforma acima do motor da bomba. A peça, que não estava bem fixada e estava corroída, se movimentou, fazendo com que ele caísse. A queda fez com que o colaborador se ferisse e, mais tarde, morresse em decorrência dos ferimentos.

Durante a investigação do acidente, foi constatado que a única permissão de trabalho emitida para a atividade era para “avaliar e reparar o rolamento”, sem qualquer especificação quanto à posição do rolamento, à localização do equipamento ou módulo da unidade. A substituição da peça, içamento do motor ou qualquer outra atividade envolvida não eram mencionados, tampouco as alterações no curso da operação de içamento. A conclusão da investigação foi que, se outras permissões de trabalho tivessem sido emitidas, como especificado pelo procedimento da Occidental, os envolvidos no acidente teriam melhor ciência dos riscos envolvidos na operação e poderiam agir de forma mais segura, possivelmente evitando o acidente, uma vez que se fosse programada uma atividade de içamento outras medidas de segurança e isolamento da área teriam sido tomadas. Também foi levantado que o supervisor de manutenção visitou a área depois da mudança de planos e não detectou o desvio das atividades em relação ao que havia sido previsto.

Como o acidente resultou em fatalidade, um inquérito policial foi instaurado e a operadora se declarou culpada. Isso porque a deficiência no planejamento de

trabalhos e preenchimento de permissões já havia sido levantada internamente anteriormente, e nada de concreto fora realizado. Além da permissão de trabalho, a investigação descobriu que plataformas como a que o acidentado utilizou não eram apropriadas para a realização daquele tipo de trabalho, apesar de serem utilizadas para tal costumeiramente.

Em resposta ao acidente e à investigação, a operadora emitiu um comunicado a todos os OIMs reforçando a necessidade de melhorar o sistema de permissão de trabalho, em especial a descrição da atividade. Instruções também foram enviadas para todos os envolvidos em atividades de içamento, em especial operadores de guindaste, para reforçar a necessidade de emissão de permissões de trabalho para suas atividades.

3.4. Situação em Piper Alpha no início de julho de 1988

Julho foi um mês atípico na plataforma. Uma série de operações de manutenção e reforma estavam programadas para o período, tirando a instalação de sua normalidade. Entre as operações, estava a mudança na localização do CGM, o que obrigaria a plataforma a operar em fase 1 pela primeira vez desde 1984.

As principais atividades previstas incluíam modificações estruturais do módulo B, mudança de lugar da CGM e posterior retorno a operação em fase 2, instalação de risers e manutenção das cabeças de poço. A manutenção preventiva de uma bomba de injeção de condensado também estava programada. Uma campanha de recertificação de todas as PSVs da plataforma, cerca de 300, também seria finalizada na semana, depois de quase 7 meses de duração.

No dia 3 de julho a planta foi parada para realizar a mudança de fase e, aproveitando a oportunidade, muitas atividades de manutenção foram programadas.

Dia 4 de julho uma bomba foi desligada por um alarme de alta temperatura. O alarme foi disparado não por conta de algum defeito da bomba, mas ou pelo calor vindo do flare, que estava queimando muito mais gás que o costume, ou por uma falha do próprio sensor. Durante este dia uma série de vazamentos de gás em diferentes locais foram detectados, e geraram inclusive evacuação de certas áreas por contaminação por ácido sulfídrico. Uma linha pressurizada na área das árvores de Natal teve o alarme de baixa pressão acionado. As linhas de gás do flare também estavam indicando pressão baixa.

3.5. Situação de Piper Alpha no dia 6 de julho de 1988

No dia do acidente uma série de permissões de trabalho a quente foram emitidas, especialmente para o nível 68ft. Apesar de usualmente esse tipo de trabalho ocorrer somente na parte do dia, os trabalhos continuaram mesmo durante a noite.

Além do trabalho a quente, nesse dia também aconteciam operações de mergulho sob a plataforma, o que fazia com que as bombas de combate a incêndio fossem colocadas em modo manual.

O tempo estava bom, com ventos entre 10 e 15 nós e ondas com alturas que variavam entre 0,5 e 1,5 metros. A visibilidade também era boa.

3.6. Embarcações próximas a Piper Alpha no dia do acidente

- **Tharos:** Sonda Semissubmersível que operava sob a bandeira das Ilhas Marshal. Possuía acomodações para 224 pessoas, helideck com um helicóptero de prontidão, equipamentos para combate a incêndio, hospital com 22 leitos, bote de resgate rápido e uma passarela (gangway), que podia ser ligada a outras embarcações e instalações offshore para embarque e desembarque de tripulação. No dia do acidente estava atuando na instalação de um *riser* que escoaria óleo do Campo da Chanter, satélite do campo de Piper, até Piper Alpha. Estava posicionada por três âncoras (TRANSOCEAN, 2011)
- **Lowland Cavalier:** Estava a 25 metros de Piper Alpha e dava suporte a atividades de mergulho para a instalação de um novo *riser*. Possuía um bote de resgate rápido.
- **Silver Pit:** A legislação vigente à época determinava que todas as instalações offshore deveriam manter um navio de resposta rápida a emergências sempre de prontidão. Essa era a função do Silver Pit no campo de Piper. A embarcação tinha capacidade para 250 pessoas, um bote de resgate rápido e com uma tripulação mínima de 9 pessoas.
- **Maersk Cutter:** A embarcação atuava no dia do acidente como rebocador para manuseio de âncoras para o Tharos. Além disso, era equipado com equipamento de combate a incêndio, com uma bomba que podia lançar água a uma distância de 140m

3.7. Sequência de eventos diretamente relacionados ao acidente em Piper Alpha

Uma das atividades em curso durante o dia do acidente era a campanha de calibração de válvulas PSV. No dia do acidente estava programada a manutenção e certificação das válvulas PSV-504 e PSV-505. Essas válvulas localizavam-se no sistema de injeção de condensado, no módulo C, fazendo parte de um sistema redundante de bombeamento e injeção na linha de petróleo, onde a PSV-504 era ligada a bomba A e a PSV-505 era ligada a bomba B. A figura 8 ilustra essa seção do processo, e a figura 9 evidencia os equipamentos envolvidos nas operações de manutenção do dia. As duas bombas eram usadas para receber o condensado gerado em um vaso de Flash à montante e injetá-lo na corrente de óleo que seria bombeada para o terminal em Flotta. As duas PSVs estavam ligadas a um ponto anterior do processo, de forma que, em caso de abertura, o condensado seria devolvido para um vaso de pressão, passaria novamente pelo tanque de Flash e retornaria às bombas para ser injetado na corrente de óleo. Nas semanas anteriores os operadores reportaram que a bomba A estava “com um barulho problemático (...) por algum tempo³”, algo que foi constatado mais tarde por uma análise de vibração. Foi decidido que peças novas seriam compradas e que na semana do dia 6 de julho a bomba teria sua manutenção preventiva bianual antecipada.

³ Tradução livre para “there had been a problem of noise on the Voith coupling on the pump for quite some time” (p. 99, Volume 1, CULLEN, 1990)

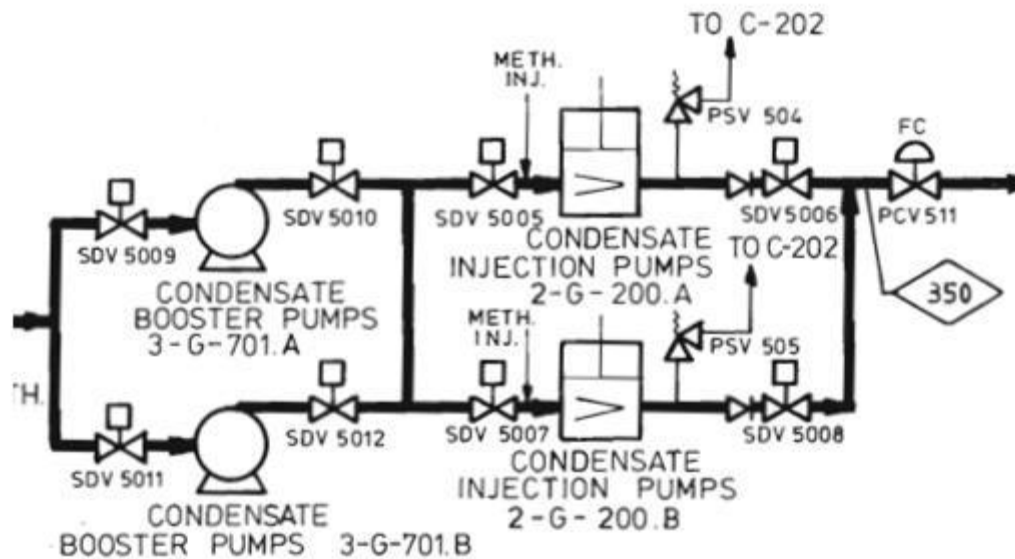


Figura 8: Diagrama que descreve a localização das Bombas A e B e das PSVs 504 e 505 (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

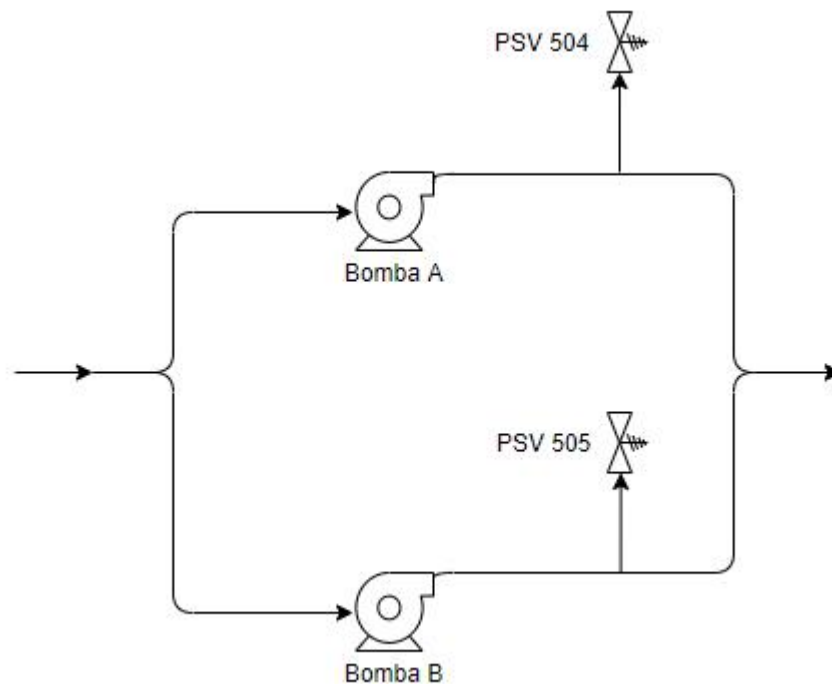


Figura 9: Detalhe do sistema somente com as bombas de condensado e suas respectivas PSVs (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

A certificação das válvulas precisava ser feita em uma oficina, então era necessário desligar uma das bombas, retirar a válvula e levá-la. O procedimento da Occidental nessa situação previa o fechamento das aberturas nas linhas com flanges cegos. A primeira PSV retirada do sistema, dias antes, foi a PSV-505, referente a bomba B, pois a PSV – 504, referente à bomba A seria certificada durante uma

manutenção já programada desta bomba. O trabalho na PSV-505 foi realizado sem problemas.

No início do turno diurno do dia 6 de julho, a bomba A foi desligada e isolada eletricamente para que sua manutenção fosse realizada, enquanto a bomba B foi ativada. A permissão de trabalho número 23343, referente à manutenção da PSV-504 foi, então, emitida às 08:00. No campo “trabalho a ser realizado” e “equipamentos utilizados”⁴ foi escrito “Recondicionamento de PSV da bomba de injeção de condensado de descarga”⁵(sic). No campo “precauções adicionais”⁶, constava “Tubulação aberta será fechada com flanges cegos. Entrar em contato com supervisor de operação. A área deve ser adequadamente isolada pelo operador”⁷. A necessidade de montagem de andaimes para retirada da válvula e instalação dos flanges foi comunicada verbalmente ao supervisor de operação, na sala de controle. Como o pessoal responsável pela montagem e desmontagem de andaimes estava ocupado em outra instalação, o trabalho teve que ser adiado até aproximadamente 14:00h, período em que a permissão permaneceu na sala.

Não existem evidências ou testemunhas para relatar se, após a retirada da PSV-504 e instalação dos flanges cegos, a tubulação fora isolada e as válvulas foram travadas, como era de costume. Também não existem testemunhas para atestar se o flange cego foi instalado de forma a impedir um fluxo de condensado em sua linha ou de forma mais frouxa, só como uma cobertura na saída para impedir a entrada de corpos estranhos ao sistema. Independente dos detalhes da instalação do flange, o estado do sistema nesse momento pode ser ilustrado pela figura 10.

⁴ Tradução livre para “Work to be done and equipment to be used” (p.92, Volume 1, CULLEN, 1990)

⁵ Tradução livre para “R PSV refurbishment injection pump discharge condensate” (p.93, Volume 1, CULLEN, 1990)

⁶ Tradução livre para “Additional precautions” (p.93, Volume 1, CULLEN, 1990)

⁷ Tradução livre para “Open pipework to be fitted with blind flanges. Liaise with lead operator. Operator to isolate as required.” (p.93, Volume 1, CULLEN, 1990)

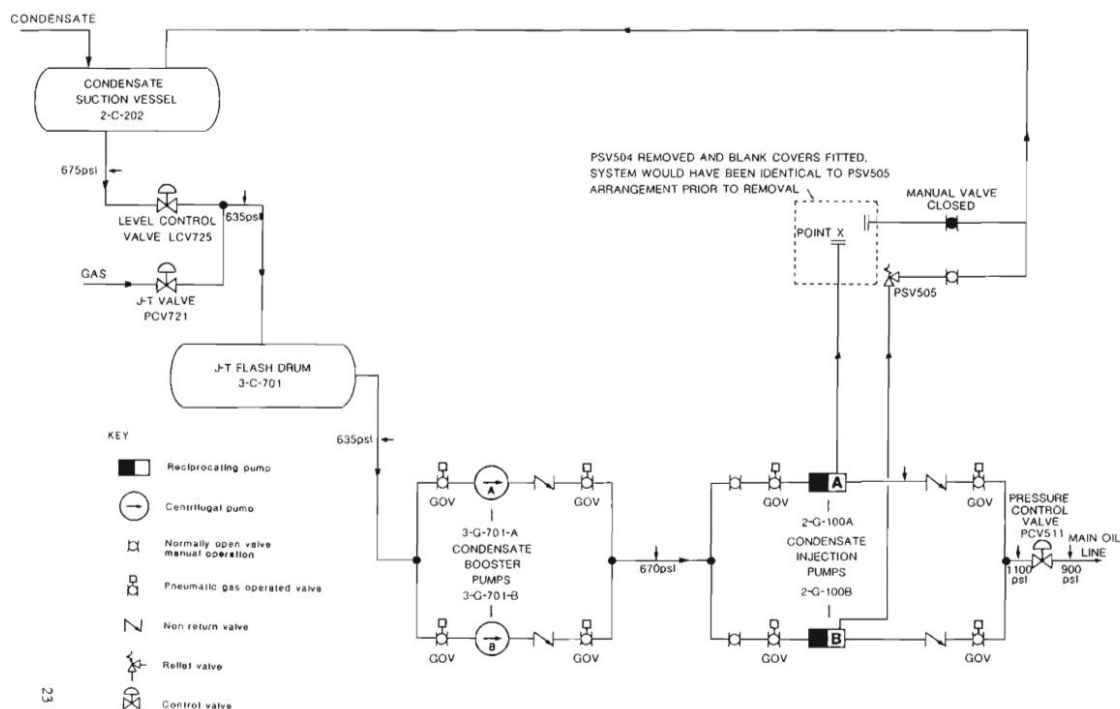


Figura 10: Diagrama ilustrativo do local em que a linha em que a PSV 504 fora bloqueada pelo flange cego (Fonte: adaptado de CULLEN, 1990)

Às 18:00 horas a manutenção da PSV-504 fora concluída. Um dos responsáveis pela manutenção da válvula foi à sala de controle requisitar a utilização de um guindaste para transporte da válvula. Naquele momento, só havia um operador na sala, que acabara de iniciar seu turno. Este comunicou que não seria possível a realização do trabalho naquele dia e foi acordado que a permissão de trabalho deveria ser suspensa até o dia seguinte. Além do guindaste estar sendo utilizado em outras tarefas, era praxe na unidade não continuar o trabalho de terceiros após às 18:00 para evitar o pagamento de horas extras. Como não havia um espaço no formulário de PT específico para suspensão, o pessoal da sala de controle escreveu, como era de costume na plataforma, “SUSP” na coluna de verificação de gases. Os formulários seriam então encaminhados para o escritório do supervisor de segurança.

Durante a conversa na sala de controle, o resto da equipe envolvida no trabalho com a PSV transportava a válvula até o módulo C, para sua reinstalação. Quando informados que a conclusão do trabalho deveria ficar para o dia seguinte, a válvula foi deixada no módulo C e os envolvidos voltaram ao alojamento. Durante o período de descanso, foi comunicado verbalmente ao supervisor de manutenção que a

instalação da válvula teria que ser adiada até o próximo dia, e que por conta disso a linha ainda estava bloqueada pelos flanges cegos.

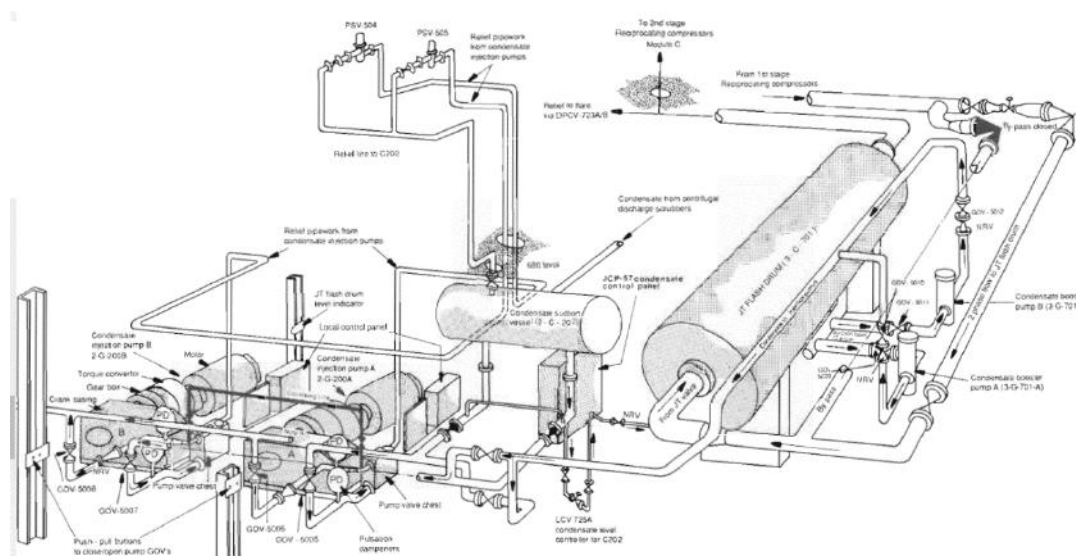
Ao que tudo indica, a falta de pessoal na sala de controle era explicada pelo horário, já que a reunião de passagem de turno se iniciava usualmente entre 17:30 e 17:45 em outra sala. Na reunião, os trabalhos realizados no dia eram discutidos e, ao fim, uma ata era redigida numa folha A4 comum, já que não existia um formulário específico para isso. O trabalho com a PSV-504 não foi abordado na reunião pois esta já havia começado quando o colaborador que trabalhou nela chegou à sala de controle. Durante a reunião, um dos tópicos abordados foi a bomba A, ligada a PSV-504. Foi comunicado que, apesar de ela ter sido desligada e isolada, o trabalho não havia começado e ela ainda estava totalmente montada. Nesse momento estavam presentes o supervisor de manutenção do turno que se encerrava e o supervisor de manutenção do turno que se iniciava. A campanha de calibração das PSVs estava terminando, e, ao que tudo indica, os supervisores entendiam que como não receberam a PT suspensa, o trabalho estava concluído. Em outras ocasiões em que situações parecidas ocorreram, as suspensões foram discutidas e anotadas em ata.

Os trabalhos continuaram como de costume na unidade até que as 21:45, a bomba B de injeção de condensado parou de funcionar. Seguindo o procedimento, o operador responsável na sala de controle entrou em contato via rádio com um operador de área que, ao que tudo indicava, estava no módulo C. Este não estava ciente do problema, mas o pessoal da sala de controle esperava que ele tentaria resolver o problema depois de ser comunicado.

Poucos minutos depois do desligamento da bomba, um alarme foi recebido na sala de controle. Os operadores interpretaram o alarme como sendo uma indicação de aumento no volume de líquido do tanque de flash a montante da bomba em falha, que como não conseguia escoar o líquido, estava com seu nível aumentando rapidamente. Enquanto manobras para ganhar tempo eram realizadas, operadores tentavam reiniciar a bomba B.

A urgência em escoar a produção se dava pois, se a bomba B não voltasse a trabalhar, a planta de gás sofreria um desligamento automático o que, por sua vez, interromperia a geração de energia na plataforma. Existia a possibilidade de que, nesse caso, os motores a diesel fossem acionados automaticamente, mas o pessoal da sala de controle não tinha confiança no sistema de acionamento automático por

Não houve confirmação do motivo do desligamento da bomba B, e várias tentativas de religá-la foram realizadas, sem sucesso. Alguns operadores alegaram ter visto óleo ao redor dela mais cedo, e outros defendiam que o sistema estava bloqueado pela formação de hidratos. Nesse momento, foi sugerida a ativação da bomba A, que apesar de estar isolada, não havia sido desmontada ainda. Foi combinado então entre os presentes que a permissão de trabalho para a manutenção preventiva da bomba A seria suspensa, os isolamentos seriam retirados e ela trabalharia enquanto a bomba B era reparada. Como a tarefa de retirada da PSV-504 não foi abordada na reunião de passagem de turno, o pessoal da sala de controle não tinha conhecimento que esta válvula não estava instalada. Além disso, a válvula estava em um piso superior ao da bomba, o que fez com que suas permissões de trabalho não estivessem no mesmo lugar. A figura 11 mostra a organização dos equipamentos e das válvulas em perspectiva.



Durante as tentativas de religar a bomba A enquanto sua linha, que estava isolada e vazia, recebia o fluxo de condensado necessário sua ativação, dois compressores à montante, na mesma linha, foram desligados automaticamente. Em seguida, três alarmes que indicavam a diminuição no volume de condensado nas linhas foram ouvidos na sala de controle. Nesse momento os operadores estavam

tentando, por telefone, se comunicar com a área para entender se a bomba havia sido ligada. Um último alarme, dessa vez de aumento na concentração de hidrocarbonetos no ar foi ouvido. Esse alarme indicava que a concentração de gás no módulo estava chegando perto do limite de inferior de explosividade.

Às 22:00 a primeira explosão aconteceu. Sabe-se deste horário com precisão porque marinheiros das embarcações de apoio relataram que viam televisão e o horário foi informado pela programação naquele momento. O condensado havia vazado na área das PSVs 504 e 505, criando uma nuvem de propano, com concentração suficiente para uma explosão, que encontrou uma fonte de ignição. A primeira explosão foi descrita pelas testemunhas como de coloração azul e sem fumaça.

A explosão no módulo C não foi grande e, sozinha, não ameaçava a integridade da instalação, apesar de ser um acidente sério. Porém, aproximadamente 15 segundos depois da primeira explosão, uma outra muito maior aconteceu, seguida de um incêndio. A segunda explosão aconteceu devido à liberação de gás natural e de óleo, presentes em linhas do módulo B. A liberação ocorreu porque a primeira explosão destruiu a antepara que dividia o módulo C do módulo B. A antepara, apesar de ser resistente a fogo, não era resistente a explosões, o que fez com que ela fosse destruída e seus fragmentos fossem lançados em alta velocidade pelo módulo B. Os fragmentos foram lançados com velocidade suficiente para romper totalmente a linha de gás natural e, ao menos parcialmente, a linha de óleo principal, que ia para o terminal de Flotta. Ao contrário da primeira explosão, a segunda foi amarela e o incêndio que se seguiu liberava fumaça negra em forma de pluma, característica de incêndios em óleo cru. Às 22:02, a embarcação *Lowland Cavalier* transmitiu um *mayday* por conta da explosão e se afastou a cerca de 60 metros da plataforma para lançar seu bote salva-vidas e tentar recuperar sobreviventes.

Imediatamente após a primeira explosão, a plataforma perdeu seu sistema de geração de energia, o que impediu o acionamento do sistema de combate a incêndio pela perda de pressão do sistema. A bomba reserva, que podia ser acionada utilizando diesel, estava em manual, já que naquele turno havia trabalho de mergulho programado. Nas acomodações, a luz permaneceu ligada por alguns minutos, até o sistema de luzes de emergência ser ativado. Depois de cerca de 15 minutos, este falhou, deixando a acomodação sem luz. O módulo de perfuração da plataforma, que

contava com um sistema de energia elétrica independente, se manteve com energia inicialmente. O sistema de alarmes de processo também foi desativado na primeira explosão.

Existem diferentes versões entre os sobreviventes a respeito da transmissão ou não de um alarme de abandono no sistema geral de alarmes da plataforma. O que se pode constatar foi que, se algum alarme foi transmitido, este não pareceu obedecer a um padrão para o qual a tripulação era treinada. As comunicações internas foram atingidas, embora alguns interfones ainda funcionassem. A comunicação externa, porém, foi perdida e a sala de rádio foi tomada por fumaça e fogo cerca de dez minutos depois. Apesar disso, um rádio SOLAS, alimentado por bateria foi recuperado mais tarde por um dos operadores da sala, que pôde ouvir a embarcação *Tharos* declarando mayday para Piper Alpha.

O botão de parada de emergência foi acionado logo após a primeira explosão, mas relatos indicam que, mesmo antes disso, a produção fora interrompida automaticamente, por conta do silêncio notado durante o curto espaço de tempo entre a primeira e a segunda explosões. O sistema de combate a incêndio também não foi acionado em momento algum durante o acidente. Alguns operadores, percebendo que o sistema não fora acionado, se equiparam com aparelhos de respiração autônoma e tentaram acionar a bomba reserva manualmente, mas não conseguiram alcançá-la pois já havia incêndio naquela área. A perícia mais tarde indicou que, mesmo que os operadores conseguissem chegar ao painel de ativação das bombas, provavelmente este já estaria destruído e não seria possível ativar o sistema de combate a incêndio.

Um tripulante da embarcação *Tharos* fez uma foto no momento da segunda explosão, reproduzida na Figura 12. Outras cinco fotos foram tiradas em sequência e utilizadas posteriormente nas investigações. Nesse momento, depois da segunda explosão, a nuvem já encobria o Helideck, indicando que provavelmente não seria possível realizar uma evacuação por helicópteros.



Figura 12: Foto tirada logo após as primeiras explosões

Testemunhas que estavam no deck de mergulho relataram que, tão logo a primeira explosão foi sentida, óleo começou a escorrer pelas pernas da plataforma e gotejar por aberturas do teto.

O incêndio no módulo B cresceu até chegar no módulo C através das perfurações na antepara criadas pela primeira explosão. A principal fonte de alimentação do incêndio era o óleo que estava nos separadores presentes no bloco B, que iam se esvaziando aos poucos pelas aberturas geradas pela primeira explosão. Somente pelo volume de óleo presente nos equipamentos, calculado em aproximadamente 50 toneladas, o incêndio em poça formado demoraria cerca de 23 horas para ser extinto.

Às 22:20, após aproximadamente 20 minutos de incêndio, o *riser* de gás vindo de Tartan rompeu, gerando uma terceira explosão, que envolveu toda a plataforma. O gás passou a gerar um jato de fogo que durou aproximadamente uma hora, até que todo o conteúdo do *riser* fosse consumido. O calor gerado pela combustão do gás presente no *riser* se somou ao do incêndio que já ocorria. Tartan registrou a despressurização completa do gasoduto aproximadamente 55 minutos

após a terceira explosão em Piper Alfa e parou sua produção e a exportação de óleo para Piper Alfa às 23:52. A linha de gás teve sua despressurização iniciada entre 22:30 e 22:45.

Às 22:50 mais uma grande explosão aconteceu, provocada pela ruptura do *riser* que ligava Piper Alpha a MCP-01. O gás presente nesse *riser* alimentou um jato de fogo que durou 5 horas até se extinguir, de acordo com leituras de pressão realizadas em MCP-01. MCP-01 começou a despressurização da linha às 23:00.

Após a quarta explosão, a estrutura da plataforma começou a colapsar. Perto de 23:15 um guindaste caiu no mar. Alguns minutos depois o módulo B começou a se inclinar na direção Leste.

Às 23:18 mais uma explosão ocorreu. Esta foi classificada pelas testemunhas a bordo do Tharos como a maior do acidente, e foi causada pela ruptura do *riser* de gás que ligava Claymore a Piper Alpha. A explosão provocou um rompimento na estrutura da plataforma, cuja face oeste agora estava inclinada em 45 graus e separada da parte leste. A explosão também destruiu as acomodações da plataforma, que começaram a colapsar. Claymore interrompera a produção em sua planta às 23:10. O envio de gás para Piper Alpha foi interrompido às 23:00 e a linha só fora completamente despressurizada 4 horas mais tarde.

Uma hora depois, às 00:15, a parte norte da plataforma, incluindo as acomodações, caiu no mar. Nesse momento, de acordo com testemunhas, os risers queimavam a plataforma diretamente do oceano, e os jatos de fogo foram descritos como se a plataforma estivesse sendo aquecida por um gigantesco bico de Bunsen.

Mais tarde, as investigações do acidente indicaram que o bloqueio do fluxo de óleo e gás entre as plataformas poderia ter sido realizado antes e teria efeito significativo na velocidade com que o incêndio se alastrou. Apesar de não ser possível determinar se o rompimento e consequente explosão de cada um dos risers poderia ter sido evitado, foi determinado que, se os fluxos fossem cortados e as linhas comesçassem a ser despressurizadas, a escalada do acidente seria retardada.

O manual de resposta a emergências da Occidental delegava ao OIM a responsabilidade de comunicar à base, às embarcações de apoio, à tripulação e a qualquer outro impactado a ocorrência da emergência, além de caber a ele determinar o abandono e qual seu método, se necessário. A sala de resposta a emergência era a sala de rádio, onde o OIM, junto com as equipes de resposta, deveria realizar as

comunicações e gerir a resposta à emergência da melhor forma possível. A comunicação poderia se dar via rádio. Uma das equipes de resposta a emergência, instituída depois do acidente de 1984, tinha como objetivo organizar a evacuação da tripulação, em especial dos membros não essenciais no combate a emergência. A tripulação deveria se encontrar nos pontos pré-determinados e aguardar instruções. Caberia à equipe de controle de evacuação de emergência determinar, junto ao OIM qual o método a ser utilizado e participar da operação, guiando os grupos para embarque nos helicópteros, se assim fosse definido, ou operando os botes e baleeiras com a tripulação, em último caso. Ao OIM cabia também a tarefa de anunciar por 3 vezes no sistema de som geral da plataforma a evacuação total e então garantir a paralisação de toda a planta de produção, para finalmente se juntar a tripulação e abandonar a plataforma.

3.8. Respostas ao acidente

3.8.1. Piper Alpha

Na noite do dia 6 de julho, após as primeiras duas explosões o OIM foi à sala de rádio, já usando um colete salva-vidas, e pediu para que se transmitisse um sinal de *mayday*, requisitando ajuda de todas as embarcações próximas. Nada foi dito, neste momento, sobre planos de evacuação. Nenhuma mensagem foi transmitida aos tripulantes pelo sistema de som da plataforma. Nesse momento os operadores de rádio não tinham certeza se estavam sendo ouvidos. O OIM saiu então da sala sem dar mais informações e, alguns instantes depois voltou, aparentemente em pânico, avisando que o acesso à sala estava tomado por fogo e fumaça. Pediu então que os operadores declarassem o abandono da unidade e abandonassem a sala. Os operadores tentaram atender aos pedidos, mas não ficou claro se algo foi feito, uma vez que a situação foi descrita pelos sobreviventes como de pânico. Os integrantes, inclusive o OIM, escaparam da sala por um alçapão. As últimas transmissões recebidas de Piper Alpha via rádio foram recuperadas⁸:

⁸ Tradução livre da transcrição recuperada das mensagens de rádio (p.164, Volume 1, CULLEN, 1990)

As 22:04: “Mayday, Mayday... explosão e incêndio na plataforma de petróleo e vamos abandonando, abandonando (sic) a plataforma”.

As 22:06: “Mayday, Mayday... requisitamos qualquer assistência disponível, qualquer assistência disponível (sic), tivemos uma explosão e (er...) uma explosão muito ruim e um incêndio (er...) a sala de rádio está gravemente danificada”.

As 22:08: “Mayday, Mayday... estamos abandonando a sala de rádio, estamos abandonando a sala de rádio. Não podemos mais ficar aqui, estamos pegando fogo”

Nos minutos seguintes vários grupos de trabalhadores tentaram responder a emergência, de acordo com suas funções pré-determinadas, mas foi relatado que o sistema de combate a incêndio não funcionava e muitos não conseguiam sequer chegar as suas posições por conta da fumaça e do fogo. O supervisor de segurança, munido de um conjunto de respiração autônoma, foi visto buscando uma rota de fuga viável, assim como alguns outros membros da tripulação, mas nenhum deles obteve sucesso. As estações de baleeiras e os botes já estavam inacessíveis, bem como o heliponto, assim que o incêndio se iniciou.

Durante o início da escalada do acidente, uma equipe de mergulhadores estava nas partes mais baixas da plataforma, e um mergulhador estava na água. De acordo com o procedimento, o pessoal da área de mergulho se reuniu em seu ponto de encontro. O mergulhador que estava na água foi recuperado, passou por uma rápida descompressão e se juntou ao resto do pessoal. Os sobreviventes desse grupo alegam ter ouvido o alarme de evacuação e, vendo os destroços e o óleo que já caíam das partes mais altas da unidade, se prepararam para abandonar a plataforma pela água. De acordo com o plano de evacuação, eles deveriam subir até uma das estações de baleeiras, mas isso não foi possível em virtude da fumaça e fogo no caminho. Diante desta impossibilidade e com a área de mergulho já em chamas, o grupo utilizou uma corda para descer até o nível mais baixo, a 20 pés do nível do mar. Lá chegaram também outros membros da tripulação que não conseguiam alcançar as baleeiras, totalizando cerca de 15 pessoas, incluindo os operadores da sala de rádio que há pouco a haviam abandonado, em chamas. Às 22:20, todos estavam no nível

mais baixo e foram jogados para fora da plataforma pelo impacto da explosão gerada pelo rompimento do *riser* de Tartan.

Uma equipe de perfuração terceirizada se reuniu na área de perfuração quando as primeiras explosões aconteceram, realizaram buscas nos alojamentos, tentando encontrar pessoas que estavam descansando, e então desceram até o nível de 68 pés acima do nível do mar. Às 22:20 também foram jogados para fora da plataforma e sobreviveram.

A maior parte do restante da tripulação ainda viva estava nas acomodações. As primeiras explosões foram sentidas pelo pessoal que estava descansando, ainda que em um primeiro momento a área não tenha sido diretamente afetada. Os sobreviventes relataram que, apesar de não ter sido ouvido nenhum alarme, a tripulação começou de forma espontânea a organizar a evacuação. A equipe de resposta a emergências responsável pela evacuação mantinha o resto da tripulação organizada no refeitório, à espera de resgate aéreo, e mais de 100 pessoas se reuniam na sala.

Inicialmente a situação na área de concentração para evacuação por helicópteros estava controlada, com as luzes de emergência funcionando e pouca fumaça. O clima começou a se deteriorar quando as luzes de emergência falharam e mais fumaça começou a entrar no refeitório. Cerca de meia hora após as primeiras explosões o pessoal já precisava permanecer abaixado para evitar a fumaça e alguns utilizavam toalhas molhadas no rosto a fim de diminuir o desconforto causado pela inalação de fumaça. O cenário passou a ser caótico com o OIM tentando acalmar a tripulação sem sucesso. Também não era mais possível se comunicar via sistemas de interfone. A falta de informações do OIM, que tentava, sem sucesso, acalmar a tripulação fez com que alguns presentes abandonassem o refeitório e tentassem, por sua conta, encontrar alguma rota de fuga. Pelas janelas era possível ver o incêndio na plataforma, então era claro que a situação chegara a um ponto crítico. Dos mais de 100 tripulantes concentrados no refeitório, cerca de 20 fugiram e conseguiram se salvar, incluindo 4 que chegaram até o helideck e foram arremessados para fora pela explosão às 22:50. 81 corpos foram encontrados no refeitório durante as investigações, todos mortos por inalação de fumaça.

3.8.2. *Claymore*

As primeiras explosões em Piper Alpha destruíram seu sistema de comunicação. Toda informação que era transmitida por Claymore precisava passar por Piper Alpha para chegar à costa, então com o acidente, a plataforma ficou isolada, sem conseguir receber instruções do escritório ou atualizações de Piper Alpha. Nas primeiras horas do acidente a principal fonte de comunicação a respeito da situação vinham do navio *Tharos*, que estava próximo a plataforma e imediatamente começou a resposta à emergência. Para o envio de informações a embarcação utilizava um rádio VHF

Alguns minutos após às 22:00, o OIM de Claymore foi informado da declaração de *Mayday* de Piper Alpha. O entendimento na instalação nesse momento era que ocorrera um acidente grave, mas que isso não comprometeria a instalação ou a operação do campo, e que a situação logo seria controlada. Algumas tentativas de contato com a plataforma foram realizadas, sem sucesso. O OIM acreditava na capacidade de isolamento da outra plataforma e, por isso, não interrompeu os fluxos dos risers naquele momento. Ao ouvir um segundo *mayday*, ele enviou sua embarcação de apoio, o *Nautica*, para prestar suporte. Também se reportou ao seu superior, na base, a respeito das informações recebidas. A partir do recebimento do primeiro *mayday*, foi registrada uma crescente pressão por parte dos empregados para que a produção fosse interrompida e os fluxos de hidrocarbonetos fossem paralisados entre as plataformas.

As pressões nos risers que iam para Piper Alpha, e que até esse momento permaneciam constantes, passaram a ser monitoradas continuamente por membros da tribulação, para que, se ocorresse alguma mudança, o OIM fosse informado imediatamente. A manutenção da pressão em níveis operacionais normais no início do acidente fez com que o OIM acreditasse que os sistemas de produção se mantinham operacionais na outra plataforma, mas alguns minutos depois o pessoal da manutenção percebeu que, na verdade, a medição de pressão havia parado de ser transmitida depois das 22:00. Do helideck de sua plataforma era possível ver luzes laranjas na direção de Piper Alpha, geradas pelo incêndio.

Às 23:10, após ordens da base, o OIM ordenou a interrupção da produção a produção em Claymore e que fossem iniciados os procedimentos necessários para retirar o gás do *riser* que ia em direção a Piper. Apesar disso, a válvula da linha de

exportação de óleo para Piper Alpha só foi fechada às 23:52. A plataforma foi instruída a enviar as mesmas ordens para Tartan via rádio VHF.

Foi determinado pelas investigações subsequentes ao acidente que o OIM de Claymore tinha poderes para interromper a produção desde a primeira comunicação, e estava autorizado para tal nos procedimentos e pela gerência da empresa operadora. Principalmente após a grande explosão de 22:20, foi considerado que o OIM deveria, com base na queda de todas as comunicações e no fato de que era possível ver uma coluna de fogo na direção de Piper Alpha, ter interrompido qualquer envio de gás ou óleo para a plataforma

3.8.3. *Tartan*

Assim que a instalação recebeu a declaração de *mayday* foi registrado que era possível ver as chamas vindas de Piper das janelas de Tartan. O OIM começou a tentar se comunicar com a base e com as outras instalações ao redor da plataforma. O supervisor de Produção da plataforma percebeu que desde 22:00 os dados do *riser* não eram mais recebidos de Piper. Mais tarde, cerca de 22:20, a pressão no *riser* começou a subir, o que foi entendido como sendo causado pelo acionamento de válvulas de emergência em Piper Alpha. Como resposta, para evitar uma sobrepressão na linha e a desativação automática de seus compressores, o envio de gás para Piper foi interrompido e válvulas de emergência que bloqueavam o *riser* foram acionadas. Não foram realizadas, porém, manobras de despressurização da linha. Às 22:25 uma bola de fogo foi vista pelo pessoal de Tartan, na direção de Piper Alpha, e então a pressão no *riser* começou a cair rapidamente. Isso se deu por conta do rompimento do *riser*, mas testemunhas contam que não correlacionaram as duas informações naquele momento.

Quando Claymore se comunicou com Tartan pedindo que as linhas de gás para Piper fossem despressurizadas, o fluxo já havia sido cortado e o *riser* já havia se rompido. O fluxo de óleo também foi bloqueado seguindo procedimentos de parada controlada, às 22:52. Tartan não conseguiu se comunicar antes com as outras plataformas por problemas no rádio VHF.

A investigação do evento indicou que, apesar de também não haver nenhuma justificativa para que, ao ver o incêndio de Piper no horizonte e não conseguir comunicação com nenhuma plataforma no entorno, a produção não tivesse sido

interrompida, o impacto de uma parada seria desprezível, uma vez que a capacidade de queima do gás produzido na unidade era muito baixa.

3.8.4. MCP-01

Pouco depois das 22:00 o supervisor de turno da plataforma foi chamado a sala de controle, assim que o *mayday* foi recebido. A plataforma não conseguia se comunicar com Tartan ou Piper via telefone, e naquele momento nenhuma mudança era sentida nas pressões das linhas. Foi decidido que, como nenhuma informação fora recebida, a operação deveria prosseguir como de costume. Às 23:00, porém, o pessoal de terra da Occidental conseguiu se comunicar com a instalação e pediu que esta interrompesse imediatamente a operação e realizasse a ventilação da linha, para retirar o gás que estava entre as plataformas Piper Alpha e MCP-01. O processo foi iniciado e em uma hora a leitura de pressão já indicava uma queda de 50%, o que não seria possível numa situação normal, indicando o rompimento do riser. Somente às 01:30 horas o pessoal de terra enviou a frequência VHF correta de Tartan, para estabelecer comunicação entre as plataformas.

3.8.5. Operações de busca e resgate de sobreviventes

Pouco depois das primeiras explosões, às 22:02, o primeiro bote de resgate foi lançado do Silver Pit e às 22:05 o primeiro sobrevivente foi resgatado. Enquanto isso, o Lowland Cavalier transmitiu o primeiro sinal de *mayday*, quando se afastava da plataforma para também lançar seu bote de resgate.

O Maersk Cutter se mobilizou e, três minutos depois da primeira explosão, iniciou o acionamento das bombas de incêndio que alimentavam seus geradores de cascata. As bombas demoravam cerca de 10 minutos para atingir a pressão de operação e, enquanto isso, a embarcação se afastava a uma distância segura da plataforma. Foi decidido que sua função seria a de operar seus monitores de incêndio e de ajudar na localização de sobreviventes com um holofote.

O Tharos, que estava ancorado, começou a se aproximar da plataforma enquanto recolhia as âncoras. Enquanto isso, a tripulação começava as manobras para resposta a emergência, ativando o sistema de bombas de incêndio. O helicóptero que estava de prontidão decolou às 22:11 e, dois minutos depois, seu piloto comunicou que não seria possível realizar a evacuação por ar por conta da fumaça, que já tomava

o helideck. Informalmente, o Tharos assumiu o papel de comando do incidente, e começou a coordenar a resposta. Às 22:15 começou a armar a passarela, que seria ligada a plataforma para ser usada como rota de fuga e as 22:18 o comandante da embarcação solicitou que todas as embarcações que estivessem por perto lançassem seus botes de resgate, enquanto também lançava o seu.

Quando o *riser* de Tartan se rompeu, às 22:20, os botes de resgate e o Silver Pit estavam a uma distância curta e sofreram danos leves. Nesse momento, bases do serviço de busca e salvamento marítimo (MRCC) em terra receberam o *mayday* enviado pelo Lowland Cavalier, e discutia-se com as forças armadas a possibilidade de atuação nas atividades de resgate. Cerca de 15 minutos depois a marinha foi acionada e direcionou forças de resgate ao campo.

Às 22:30 o Tharos e o Maersk Cutter utilizavam seus monitores de incêndio para formar uma cascata de água ao redor da plataforma. A figura 13 mostra um dos monitores de incêndio do Maersk Cutter, e a Figura 14 ilustra a formação de uma cascata por essa embarcação. As cascatas de água ao redor da plataforma protegiam do calor os feridos que caíam e as equipes de salvamento. Não foram utilizados jatos de água diretamente na plataforma pelo risco de ferir possíveis sobreviventes. Aos poucos, o navio montava uma passarela que serviria como rota de escape da plataforma.



Figura 13: Monitor de Incêndio do Maersk Cutter (Fonte: Adaptado de MAERSK, 2020)



Figura 14: Maersk Cutter lançando cascata de água (Fonte: Adaptado de MAERSK, 2020)

No período entre 22:45 e 22:55, três helicópteros militares chegaram para auxiliar nas buscas. Enquanto isso, o Tharos ainda se aproximava da plataforma com sua passarela.

Às 22:50, quando o *riser* do MCP-01 rompeu, o bote de resgate do navio Sandhaven, que ajudava nas buscas, foi atingido pela explosão e todos a bordo, exceto um membro da tripulação, morreram. A partir desse momento qualquer outra aproximação foi descartada, inclusive a instalação da passarela da Tharos, que se afastou.

Às 23:06 o MRCC requisitou formalmente que o Tharos assumisse o comando das operações. Essa requisição foi uma formalidade, uma vez que o navio já atuava como comandante desde o início do acidente.

Quando o Tharos chegou a uma distância segura, recebeu 3 homens resgatados com ferimentos mais graves, para que estes pudessem ser estabilizados em seu hospital. Um aviso recebido do MRCC foi então transmitido à frota, indicando que todos os navios deveriam se posicionar a uma distância mínima de 200 metros da plataforma, pois havia possibilidade de que o ar fosse contaminado com sulfato de hidrogênio, liberado pela queima descontrolada de óleo não tratado.

A partir de 23:30 mais helicópteros chegaram ao campo. Esses helicópteros inicialmente serviram auxiliando nas buscas ou movendo pessoal não essencial do Tharos para outras plataformas e trazendo, na volta, médicos para auxiliar na estabilização dos feridos.

Cerca de uma hora mais tarde, quando a plataforma já havia colapsado, os sistemas de cascata foram desligados e as embarcações se afastaram dos restos de

Piper Alpha. Tharos estava com 21 dos seus 22 leitos ocupados, e mais médicos foram embarcados para prestar socorro. O objetivo era estabilizar os pacientes para que estes então fossem transferidos para hospitais em terra. A maioria dos ferimentos eram queimaduras externas e internas, envenenamento por monóxido de carbono, escoriações e algumas fraturas.

A partir das 02:26, helicópteros começaram a transportar os feridos e mortos, junto com médicos, para o hospital. As buscas continuaram pelo ar até a tarde do dia seguinte, e navios continuaram as buscas pelo mar até às 22:45h.

Dos 226 embarcados na noite do dia 6 de julho de 1988, 61 conseguiram escapar com vida.

4.Falhas identificadas pelo sistema

RBPS em Piper Alpha

A operação em Piper Alpha ocorria sem a implementação integral dos elementos do sistema RBPS. Sua aplicação poderia evitar a sequência de acidentes que culminaram na perda de vidas e destruição da plataforma. Contudo, é necessário considerar que o acidente aconteceu pouco tempo após a publicação inicial do RBPS, e que alguns dos elementos ainda não eram amplamente aceitos pela indústria, como por exemplo, processos de gestão de mudança estruturados. O acidente em Piper Alpha foi, assim como o acontecido em Bophal, um divisor de águas na matéria segurança de processos, e sua investigação gerou uma série de mudanças na indústria do petróleo.

Nessa seção são listados e discutidos os elementos que falharam ou que não foram totalmente atendidos na plataforma quando o evento catastrófico que resultou em sua destruição ocorreu. Em seguida, a tabela 1 resume os desvios identificados em cada um dos elementos listados

4.1. Cultura de segurança de processo

Em algumas ocasiões era possível observar falhas na aplicação de conceitos de segurança. Como exemplo, é possível destacar a forma com que cargas eram içadas sem a necessidade de emissão de permissões de trabalho apropriadas. Além do descumprimento costumeiro dos procedimentos de segurança, a transmissão de informação não era realizada de forma consistente, fazendo com que houvesse perda de informações. A falta de padronização nas palestras de indução e no material de segurança também são indicativos da falta de uma cultura de segurança forte na instalação.

Além da falta de padronização nas palestras de indução, os treinamentos que deveriam ser aplicados às equipes de resposta a emergência encontravam-se paralisados. Nesse caso, a razão para a interrupção na realização dos treinamentos era a falta de pessoal de segurança na plataforma, por conta de uma promoção de um colaborador ao cargo de supervisor de segurança sem que outro fosse contratado para preencher sua vaga de origem.

Existia também uma diferenciação nos treinamentos dados aos colaboradores da operadora e de seus terceirizados. A empresa entendida como sua obrigação somente o treinamento de seus próprios colaboradores, deixando o treinamento dos terceirizados a cargo de suas respectivas empresas. Com isso, a força de trabalho na plataforma não possuía as mesmas capacitações.

Em Piper Alpha, foi observada pelas investigações a dificuldade na avaliação da situação pelo OIM, o que demonstra a falta de treinamento das lideranças a bordo. Essa deficiência se mostrou crítica quando, em depoimento, se apontou que desde as primeiras explosões o OIM entrou em pânico e perdeu a capacidade de tomada de decisão, algo que se mostrou grave por ter resultado na concentração da tripulação no refeitório a espera de um resgate por helicópteros mesmo quando já estava claro que isso seria inviável.

Além da relação dos empregados da plataforma, a relação da plataforma com seu entorno também é um indicador de cultura de uma cultura de segurança pouco desenvolvida. A ausência de planos de treinamento conjunto fez com que, no dia do acidente, as lideranças das outras plataformas não se sentissem aptas a tomar decisões sem a anuência de seus superiores em terra, que contribuiu amplamente para o rápido agravamento da situação após as primeiras explosões.

4.2. Competência em segurança de processo

A falta de pessoal na equipe de segurança, já apontada na seção 4.1, também pode ser considerada um desvio no elemento de competência em segurança de processo. A falta de treinamentos regulares pode ter contribuído para a forma com que a tripulação reagiu ao evento, já que a transmissão de conhecimentos foi prejudicada.

A relação entre Piper Alpha e as plataformas vizinhas, também já abordada na seção 4.1, também é considerada um desvio no elemento de competência em segurança de processo. Se as implicações na manutenção do fluxo de hidrocarbonetos após as primeiras explosões na plataforma fossem conhecidas por seus pares, a decisão de interromper o fluxo poderia ter sido tomada de forma mais rápida e segura. A falta de segurança entre os responsáveis pela tomada de decisão nas plataformas ligadas à Piper Alpha fez com que estes sentissem necessidade de recorrer aos respectivos superiores antes que a operação fosse realizada. Se

exercícios integrados tivessem sido realizados entre as plataformas, os responsáveis poderiam ter um julgamento mais acurado da situação e dos procedimentos necessários para evitar que a situação se deteriorasse tão rapidamente.

4.3. Gestão de conhecimento do processo

A manutenção do fluxo de hidrocarbonetos após o conhecimento das primeiras explosões em Piper Alpha pelas plataformas ligadas a ela mostra, além da falta de iniciativa dos responsáveis pelas tomadas de decisão, o desconhecimento dos riscos de manter o fluxo de combustível para a plataforma (DINIZ, 2017).

Em Piper Alpha, a equipe não conseguiu prever o comportamento dos sistemas de combate a incêndio após a primeira explosão, o que pode indicar um desconhecimento das vulnerabilidades do sistema. Isso pode ser constatado quando, durante os depoimentos, alguns sobreviventes relataram que se equiparam com equipamentos de respiração e tentaram chegar até as bombas para realizar um acionamento manual (CULLEN, 1990). Além do sistema de combate a incêndio, a área onde a tripulação foi concentrada a espera do resgate por helicópteros indica que não havia uma avaliação correta da segurança do local de reunião e da viabilidade de realizar salvamento por via aérea naquelas circunstâncias. (DINIZ, 2017)

4.4. Identificação de perigos e análise de risco

As análises de risco não conseguiram prever o efeito que uma explosão perto da antepara de um dos módulos produziria nos sistemas ao redor. Se a análise de risco tivesse previsto um cenário análogo ao que ocorrera, recomendações para evitar tal cenário seriam emitidas, como, por exemplo, a instalação de anteparas a prova de explosão ou a instalação de proteções adequadas aos sistemas próximos. Além do dano às linhas com hidrocarbonetos, cenários considerando a inutilização do sistema de combate a incêndio também não foi prevista, fazendo com que a plataforma ficasse sem sistema de combate a incêndio durante o acidente.

Análises de risco também não conseguiram prever cenários análogos ao que ocorreu na noite do dia 6 de julho de 1988, quando a tripulação não conseguiu chegar às baleeiras por conta de obstruções nas rotas de acesso. Se fossem encontrados cenários em que o acesso aos veículos fosse comprometido por obstruções ou incêndio, novos estudos seriam realizados para otimizar a localização das baleeiras

ou aumento no número de pontos de abandono, com mais veículos disponíveis. Caso nenhuma das opções fosse possível, a necessidade de intensificar treinamentos de abandono pela água seria levantada como alternativa viável, melhorando a capacidade de reação da tripulação para acidentes como o ocorrido.

4.5. Procedimentos operacionais

Algumas práticas em Piper Alpha ocorriam sem o auxílio de procedimentos adequados, mesmo após acidentes com causas relacionadas à falta de procedimentos operacionais claros. O uso de guindastes em operações de içamento de cargas sem a utilização de permissões de trabalho e análises de risco, por exemplo, já havia contribuído para uma fatalidade antes do acidente de julho de 1988. Além do uso dos guindastes, a prática de desligamento do sistema de acionamento automático das bombas de combate a incêndio não estava prevista em procedimentos.

O sistema de Permissão de Trabalho, apresentado de forma mais detalhada no capítulo de Piper Alpha e utilizado em todas as operações da plataforma apresentava uma deficiência grave na forma com que os formulários eram arquivados. Além disso, como um levantamento havia indicado meses antes do acidente, havia uma série de permissões abertas e suspensas sem o devido encerramento. O excesso de informações e a deficiência na forma com que estas eram arquivadas indicam de que o sistema apresentava pontos de melhoria já detectados que não foram abordados a tempo.

4.6. Práticas de trabalho seguro

As práticas de trabalho seguro são responsáveis por garantir a segurança da operação principalmente quando ocorrem trabalhos atípicos, como em uma campanha de recertificação e recalibração de válvulas (AIChE/CCPS, 2007), que ocorria na plataforma. A dificuldade de comunicação entre a equipe encarregada da PSV - 504, o pessoal da sala de controle e os responsáveis pelos andaimes indica que a atividade não foi planejada de forma adequada, prejudicando a finalização da tarefa. Mais tarde, na noite em que o acidente ocorreu, a falta de uma passagem de serviço adequada fez com que a informação de que a válvula não estava instalada apropriadamente fez com que a informação se perdesse e decisões fossem tomadas sem que isto fosse levado em consideração (DINIZ, 2017).

4.7. Garantia de Desempenho e Treinamento

A necessidade de realização de treinamentos mais frequentes e abrangentes era um ponto de melhoria reconhecido tanto pelos responsáveis a bordo da instalação como pelo escritório da empresa. Um programa para as equipes de resposta a emergência fora iniciado e interrompido, por exemplo.

Além dos treinamentos específicos para equipes de resposta a emergências, foi constatado que não havia treinamento formal para grande parte dos embarcados no sistema de permissão de trabalho (PT). A permissão de trabalho que autorizou a retirada da PSV – 504, por exemplo, foi a primeira em que um dos envolvidos assinava como supervisor. Ele mais tarde confirmaria em depoimento durante a investigação que nunca havia sido treinado formalmente para ocupar a posição na plataforma e não soube explicar como conhecia o procedimento de suspensão de PT, apesar de tê-lo realizado. O caso da PT para a calibração da PSV – 504 não foi excepcional. A empresa operadora da plataforma não se responsabilizava pelo treinamento de terceirizados, o que fazia com que estes não fossem treinados de forma padronizada e nas mesmas matérias que seus empregados.

Durante o acidente, uma equipe também não conseguiu acionar corretamente um bote salva-vidas, indicando a deficiência da tripulação nesta prática. A investigação também detectou que a tripulação não era treinada para evacuação pelo mar.

A postura de lideranças durante a emergência também demonstrou a falta de treinamento específico para situações de crise. Comportamentos de equipes afastadas da acomodação, como os mergulhadores ou o pessoal da perfuração indicam que, se as lideranças fossem mais bem treinadas para agir em emergências, seria possível tentar encontrar caminhos até espaços abertos onde a tripulação poderia pular ao mar, aumentando a quantidade de sobreviventes.

Além da postura das lideranças, o comportamento da tripulação, que foi até o refeitório à espera de evacuação pelo ar, conforme já abordado na seção 4.3, indica que os treinamentos priorizavam essa forma de evacuação. O foco destinado nos treinamentos à evacuação por helicópteros gerou um viés de familiaridade entre os empregados, que, a despeito do que era observado naquele momento, não conseguiram alterar os planos de evacuação para o abandono pelo mar.

A ausência de treinamentos entre Piper Alpha e as plataformas vizinhas, já abordado nas seções 4.1 e 4.2, apesar de não ter sido um dos fatores que determinou o início do acidente, provocou a rápida escalada deste. Se treinamentos conjuntos tivessem sido realizados, as tripulações das outras plataformas saberiam como reagir de forma a evitar o agravamento da situação.

4.8. Gestão de mudanças

A promoção de um colaborador ao cargo de supervisor de segurança sem que seu cargo de origem fosse ocupado por outra pessoa, já abordado no elemento 4.1, também pode ser considerado um desvio no elemento de gestão de mudanças. Isso porque a promoção teve por consequência a vacância do seu cargo de origem, o que prejudicou a realização de atividades relacionadas à segurança, como os treinamentos para equipes de resposta a emergência anteriormente abordados. A realização de um processo de gestão de mudanças indicaria a necessidade de contratação de um novo colaborador para garantir a continuidade dos processos.

A retirada de elementos de segurança do sistema, mesmo que pontualmente, como foi o caso da retirada da PSV – 504 para calibração, também deveria ser precedida de um processo de gestão de mudanças. Nela, uma análise de riscos seria realizada e cenários como o de entrada inadvertida de hidrocarbonetos na linha seriam discutidos. Além disso, tal procedimento poderia auxiliar no planejamento da tarefa, fazendo com que o guindaste estivesse disponível quando foi requisitado ou dando ciência ao pessoal do turno da noite de que o procedimento ainda estava em curso.

4.9. Condução das Operações

As operações em Piper Alpha apresentavam desvios sistemáticos que, com o tempo, pararam de ser encarados como tal e passaram a ser considerados “particularidades da instalação”. Esses desvios aumentavam os riscos da instalação e de sua tripulação. Os desvios podem ser divididos entre desvios de aspecto formal e desvio operacional.

Entre os desvios formais, três estiveram ligados diretamente ao acidente. A permissão de trabalho da PSV – 504 não previa a necessidade de utilização de andaimes e guindastes para sua retirada e instalação, ou de auxílio para seu

transporte, algo que poderia ter sido considerado na programação da instalação, fazendo com que no fim do turno o andaime estivesse disponível, ou que essa válvula tivesse sua certificação adiada para um dia mais conveniente. A PT também não era de conhecimento do pessoal do turno da noite, entre outros motivos, pela falta de um campo próprio nos formulários para relacionar a permissão de trabalho da válvula com a permissão de trabalho da bomba. Por fim, o formulário da reunião de passagem de turno era uma folha A4 em branco. Se o formulário fosse padronizado e nele constassem as ordens vigentes naquele dia, o pessoal do turno da noite saberia que até aquele ponto ela não havia sido encerrada.

Os desvios operacionais foram responsáveis principalmente pela dificuldade enfrentada pela tripulação em combater o incêndio, dificultando operações de resgate e acelerando a degradação da situação. A falta de comunicação entre os responsáveis por coordenar a evacuação da plataforma entre si e com o resto da tripulação, por exemplo, pode ser considerado um desvio deste elemento, pois existia um procedimento para abandono pelo mar, inclusive pulando da plataforma, mas a utilização destes não foi considerada.

4.10. Gestão de emergência

Existiam planos de evacuação da plataforma para o mar, mas esses não eram praticados normalmente, já que havia uma clara preferência pelo treinamento e escolha de evacuações por ar, com helicópteros, como já abordado na seção 4.3. Essa preferência durante os treinamentos fez com que, quando a emergência de fato ocorreu, a tripulação agisse em preparação para uma evacuação por ar. Quando o cenário se mostrou desfavorável a tal operação, as lideranças não conseguiram se reorganizar para mudar a estratégia.

As baleeiras que poderiam ser utilizadas na evacuação da tripulação logo tiveram suas rotas de acesso obstruídas pelo incêndio, como abordado na seção 4.4, e não puderam ser usadas. Esse cenário não foi previsto em exercícios e, com isso, a única escapatória para a tripulação se tornou pular no mar. Houve também um grupo que conseguiu chegar em um bote salva-vidas, mas não conseguiu inflá-lo e abandonou o equipamento. Mais tarde a investigação encontrou o bote e constatou que este estava operacional, mostrando que a tripulação não havia sido treinada de forma apropriada para operá-lo.

Os treinamentos específicos para as equipes de resposta a emergência não foram totalmente realizados antes do acidente também por motivos de falta de pessoal e de verba, como já abordado na seção 4.1.

4.11. Melhoria contínua e revisão de gestão

Acidentes anteriores já haviam demonstrado que certas práticas na plataforma tinham potencial para gerar acidentes catastróficos. Apesar disto não foram implementadas ações para corrigi-las ou mitigar eventuais riscos

A fatalidade ocorrida anteriormente teve como uma das causas a mudança repentina do modo com que um içamento de carga seria realizado, sem que para isso fosse alterada a permissão de trabalho ou realizada qualquer análise de riscos. O modo com que planos eram alterados por conta de uma mudança de turno ou por qualquer cenário adverso sem qualquer tipo de correção formal perdurou até o dia do evento que resultou na destruição da plataforma.

A operadora investigou os acidentes e sabia quais haviam sido suas causas. Apesar disso, não implementou medidas suficientes para que estas deixassem de ocorrer, já que comportamentos como desvios na emissão de PT continuaram acontecendo até o acidente que destruiu a plataforma.

4.12. Tabela

A tabela 1 resume os desvios encontrados em cada um dos elementos listados para o acidente de Piper Alpha.

Tabela 1:Resumo dos desvios encontrados no acidente de Piper Alpha

Elemento	Desvios
1 - Cultura de segurança de processos	Falha na transmissão de informações
	Diferença no tratamento dado a terceirizados e efetivos
	Paralização dos treinamentos
	Lideranças não eram treinadas em gestão de emergências
	Falta de treinamento integrados entre Piper Alpha e plataformas vizinhas
2 - Competência em Segurança de processos	Falta de pessoal da área de segurança
	Falta de treinamento integrados entre Piper Alpha e plataformas vizinhas
3 - Gestão de conhecimento do processo	Falta de percepção dos impactos da explosão na plataforma pela tripulação e pelas outras

	plataformas
4 - Identificação de perigos e análise de riscos	Não foram identificados cenários em que todas as rotas de escape eram obstruídas Os efeitos de uma explosão perto de uma antepara não foram identificados corretamente
5 - Procedimentos Operacionais	Falha no processo de arquivamento das PTs
6 - Práticas de trabalho seguro	Falha na passagem de serviço Falta de comunicação entre equipes
7 - Garantia de Desempenho e Treinamento	Falta de treinamentos adequados para as equipes de resposta a emergência Treinamentos não eram padronizados Tripulação não se mostrou capaz de operar equipamentos de salvatagem Tripulação não conseguiu avaliar corretamente o cenário da emergência Diferentes cenários de emergência não foram abordados de forma adequada Lideranças não eram treinadas em gestão de emergências
8 - Gestão de Mudanças	MOCs não foram realizadas para a retirada da PSV-504 e substituição na força de trabalho
9 - Condução das Operações	Preenchimento inadequado de PTs Falta de coordenação durante a emergência
10 - Gestão de emergência	Planos de evacuação pelo mar não foram seguidos Falta de treinamentos adequados para as equipes de resposta a emergência Tripulação não se mostrou capaz de operar equipamentos de salvatagem Falta de preparo das lideranças
11 - Melhoria Contínua e Revisão de Gestão	Desvios identificados em acidentes anteriores não foram seguidos

5. Deepwater horizon

Este capítulo foi baseado no estudo de consenso *Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*, elaborado pela *National Academy of Engineering and National Research Council* (NAE/NRC) dos Estados Unidos da América (NAE/NRC, 2012).

5.1. O Campo de Macondo

O campo de Macondo teve a licença de exploração concedida em 19 de março de 2008 em favor de um consórcio formado pela BP, *Anadarko Petroleum* e *MOEX Offshore*. Com 65% de participação, a BP se tornou a empresa controladora do campo e responsável por sua operação. Em 6 de abril do mesmo ano, o plano de exploração foi aprovado, com alterações sendo publicadas em datas posteriores.

As atividades de perfuração começaram dia 6 de outubro de 2009, com a sonda semissubmersível *Marianas* – antiga *Tharos*-, da *Transocean*. Cerca de um mês depois, porém, a operação teve de ser interrompida por ocasião da passagem do furacão *Ida*, quando a tripulação teve de ser evacuada da unidade por segurança. Os danos à sonda acabaram sendo graves, obrigando que ela fosse removida do campo para reparos em terra. Essa sonda não voltaria a trabalhar no campo de Macondo, tendo sido substituída pela *Deep Water Horizon*, que chegou ao campo dia 31 de janeiro de 2010 e iniciou os trabalhos de perfuração dia 6 de fevereiro.

5.2. Organização e atividades da sonda antes do acidente

A sonda semissubmersível *Deep Water Horizon* foi construída entre 1998 e 2001, passando por uma atualização já em 2002, para implantar um sistema de monitoramento que permitia envio de informações da perfuração, em tempo real, para a base em terra. Contava com um sistema de posicionamento dinâmico adequado para operação em águas profundas, o que dispensava a necessidade de qualquer tipo de fixação no assoalho marinho. Podia operar em águas com profundidade de até 3.000 m e perfurar até aproximadamente 9.100 m. Acomodava uma tripulação de até 130 pessoas e, no momento do acidente comportava 126 tripulantes, com 80 sendo da *Transocean*, dona da embarcação. Os outros tripulantes

eram empregados de diversas empresas terceirizadas, que forneciam serviços específicos para as atividades da unidade.

Antes da operação no campo de Macondo, a sonda já havia perfurado em diversos outros campos, chegando inclusive a perfurar o poço mais profundo até então, em 2009, no campo de Tiber, quando conseguiu chegar à profundidade vertical de 10.683 m. A sequência de sucessos obtidos pela unidade chegou a torná-la reconhecida por sua “sorte”.

5.3. Descrição da Unidade

No centro da plataforma estava o *Drill Floor*. Nele um equipamento chamado de mesa rotativa era responsável por aplicar torque na coluna de perfuração. Acima da mesa rotativa estava uma torre – chamada de *Derrick* – com um sistema de guinchos e roldanas responsável por erguer as partes de coluna de perfuração que seriam acoplados. A mesa rotativa era acionada hidráulicamente (USCG, 2010). O espaço recebia ventilação permanentemente para evitar o acúmulo de gases explosivos, e era possível realizar um desligamento de emergência de todo o equipamento elétrico do local se isso fosse necessário.

Ao lado do *Drill Floor*, na direção da proa, estavam os equipamentos responsáveis pelo bombeamento de fluido de perfuração ao poço e do tratamento do fluido que vinha do poço – como peneiras vibratórias, desaeradores entre outros. A sala de comando era localizada abaixo do helideck. Tanto a bombordo quanto a estibordo existiam linhas direcionadas para fora da sonda, por onde o fluxo que vinha do poço poderia ser desviado em situações de descontrole. Por conta do risco ambiental, o desvio do fluxo vindo do poço diretamente para o mar só deveria ser realizado em último caso. Não existiam paredes resistentes a explosão na sonda. A figura 15, ilustra sua organização.

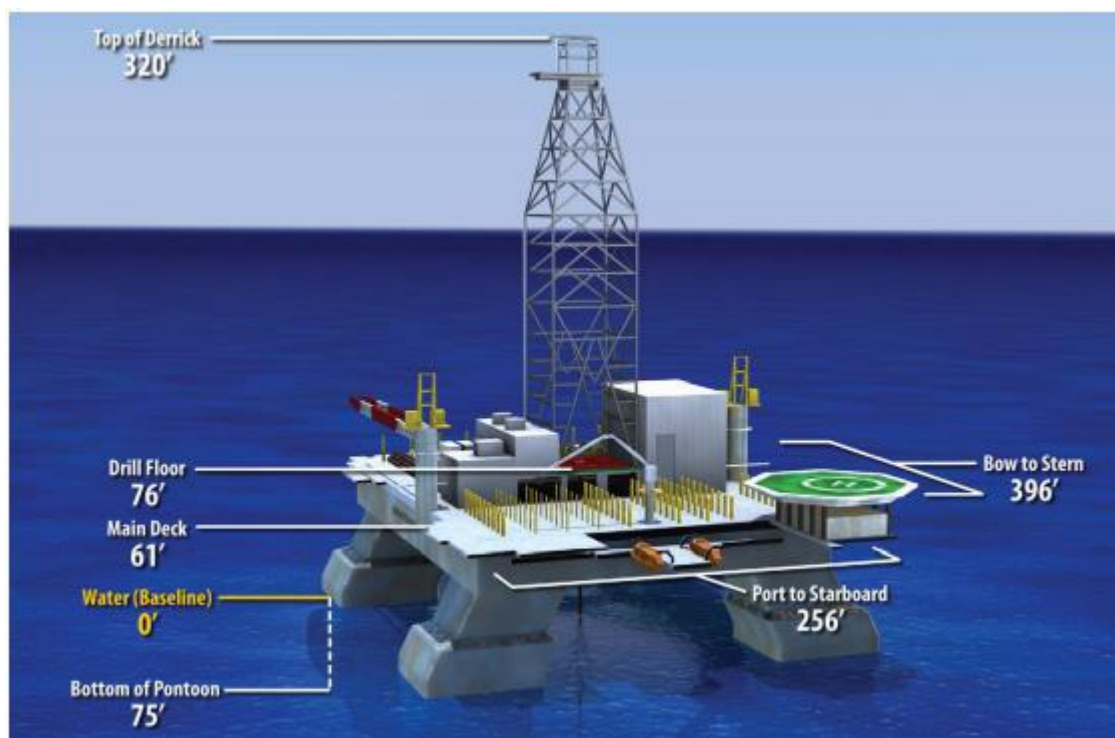


Figura 15: Organização da Deepwater Horizon
(Fonte: p. 76, NAE/NRC, 2012).

A energia elétrica da plataforma era gerada por seis geradores a diesel. Estes se localizavam em três pontos diferentes da embarcação, aos pares. Existia mais um gerador, menor que os outros, de prontidão para emergências, que tinha capacidade de geração somente para o sistema de iluminação e posicionamento dinâmico.

A sonda possuía 27 detectores de gases combustíveis, espalhados pela instalação. Todos tinham alarmes visuais e sonoros próprios e 13 deles respondiam automaticamente em caso de níveis altos de gases combustíveis, abrindo ou fechando canais de ventilação ou desligando equipamentos com potencial de gerar centelhas. Além dos detectores de gases combustíveis existiam também detectores de gases tóxicos. Todos os alarmes eram enviados à sala de controle.

Eram realizados simulados de abandono da embarcação e treinamentos de operação dos equipamentos de salvatagem, mas normalmente a tripulação não participava integralmente nas atividades, sendo dividida entre a equipe de perfuração e de navegação. Isso ocorria pois, normalmente, não era possível interromper as atividades para mobilizar toda a tripulação simultaneamente.

A embarcação era equipada para perfuração em águas profundas, mas não para produção. Com isso, sua função seria a de realizar todo o processo de perfuração

e então abandonar o campo de forma temporária, dando então lugar a outra unidade de completação.

5.4. Perfuração em campos de petróleo offshore:

A perfuração de um poço produtor de petróleo envolve várias etapas. Inicialmente, com a sonda já posicionada no ponto correto e todos os estudos de reconhecimento de área realizados, a perfuração é iniciada, com a broca de maior diâmetro. A broca é acionada por uma coluna de perfuração, responsável pela transferência da energia gerada na sonda para a broca, pelo controle do peso que a broca exercerá sobre as formações rochosas e pela injeção de fluidos no poço.

Depois de certa profundidade, lança-se um tubo de revestimento chamado de tubo condutor. O condutor é um revestimento de grande diâmetro e só é utilizado no início da perfuração, em profundidades pequenas.

Um equipamento chamado de “*Blowout Preventer*”, ou BOP, é então instalado. Esse equipamento é constituído de duas partes principais, com tamanhos aproximadamente iguais. A Parte inferior era chamada de *Stack* e a superior de *Lower Marine Riser Package* (LMRP). Como a Deep Water Horizon era uma sonda móvel, o BOP utilizado se apoiava no leito do mar, conectado à embarcação por *risers* submarinos. A principal função do BOP é garantir a segurança das operações e, para tanto, este conta com uma série de válvulas com ações diferentes, que podiam ser acionadas de acordo com a situação da operação. O acionamento das válvulas do BOP pode ser tanto por ação elétrica quanto por ação hidráulica, a depender da válvula. Além disso, em caso de perda de comunicação com a embarcação, o BOP fecha automaticamente a saída do poço, evitando a liberação descontrolada de óleo para a embarcação ou para o mar. Entre as válvulas do BOP utilizado no campo de Macondo, podemos destacar:

- *Annular Preventers*: O BOP possuía dois *Annular Preventers*, um superior e um inferior, de mesma constituição, localizados no LMRP. O equipamento consistia em uma peça elastomérica em formato de “rosquinha” que, quando era necessário interromper o fluxo entre o anular e a coluna de perfuração, poderia ser inflada. Esse equipamento não impedia, porém, o fluxo dentro da coluna de perfuração. Além da função de segurança, esse equipamento poderia ser utilizado para ajudar na fixação de seções da coluna de perfuração, quando era inflado para paralisar a coluna enquanto a mesa rotativa aplicava torque na seção superior da coluna de perfuração.

- *Blind Shear Ram*: A BSR é um par de lâminas que, ao serem acionadas, selam o poço. Se, na ocasião de seu acionamento, uma coluna estiver em seu interior, esta é cortada. O acionamento dessa peça interrompe qualquer operação e só é realizado em último caso. A BSR é um componente de segurança crítico e, como tal, poderia ser acionado de diversas formas, em diferentes pontos da sonda e por veículo submarino controlado remotamente (ROV), além de ser acionada automaticamente em caso de perda de comunicação com a embarcação. O funcionamento de uma BSR é ilustrado na figura 16.

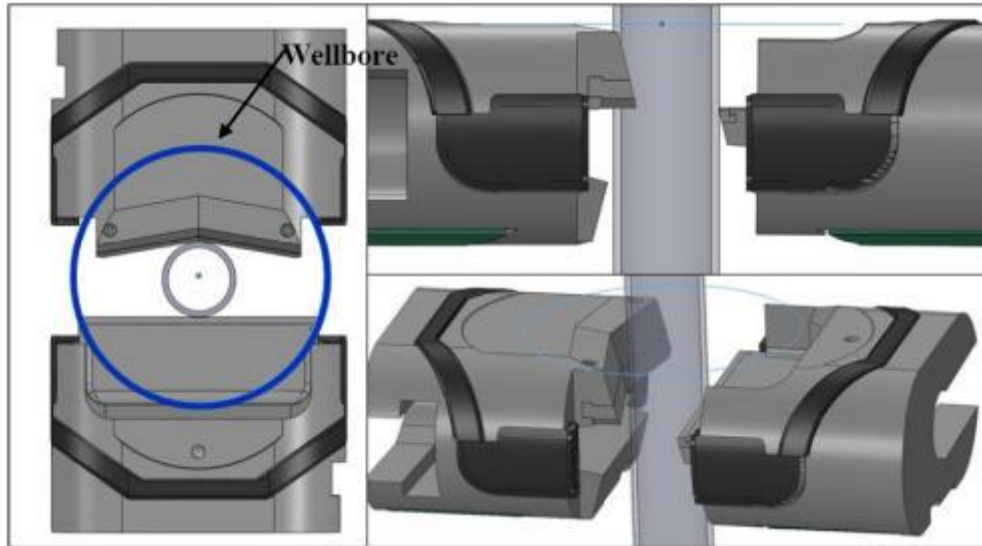


Figura 16: Modelo de BSR utilizado na Deepwater Horizon
(Fonte: Adaptado de NAE/NRC, 2012)

- *Casing Shear Ram*: Outro par de lâminas cuja função é cortar pedaços maiores de material, como colunas de revestimento. Esse equipamento não interrompe fluxo de fluidos, somente corta o material que estiver em seu interior.
- *Variable Bore Rams*: O BOP possuía três *Variable Bore Rams* (VBR) na base do BOP, em sequência. A peça é similar aos *Annular Preventers* do LMRP, também desenhada para impedir o fluxo por fora da coluna de perfuração, com a diferença de que sua peça elastomérica era reforçada com metal e mais robusta que seus pares do LMRP. Em contrapartida, os VBRs só podiam ser utilizados quando diâmetros maiores de tubos anulares estavam no poço. Os VBRs são acionados por força hidráulica, através de uma linha de fluido que ia da sonda até o BOP. O funcionamento de um VBR é ilustrado na figura 17.

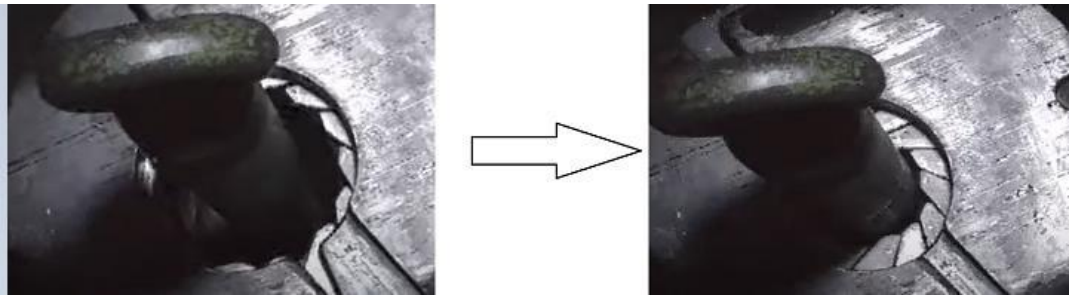


Figura 17: Modo de Funcionamento de uma VBR
(Fonte: Adaptado de <https://www.youtube.com/watch?v=LW3-zBputSo> – acessado em 14/04/2021)

A figura 18 ilustra o BOP utilizado pela Deepwater Horizon durante a perfuração no campo de Macondo.

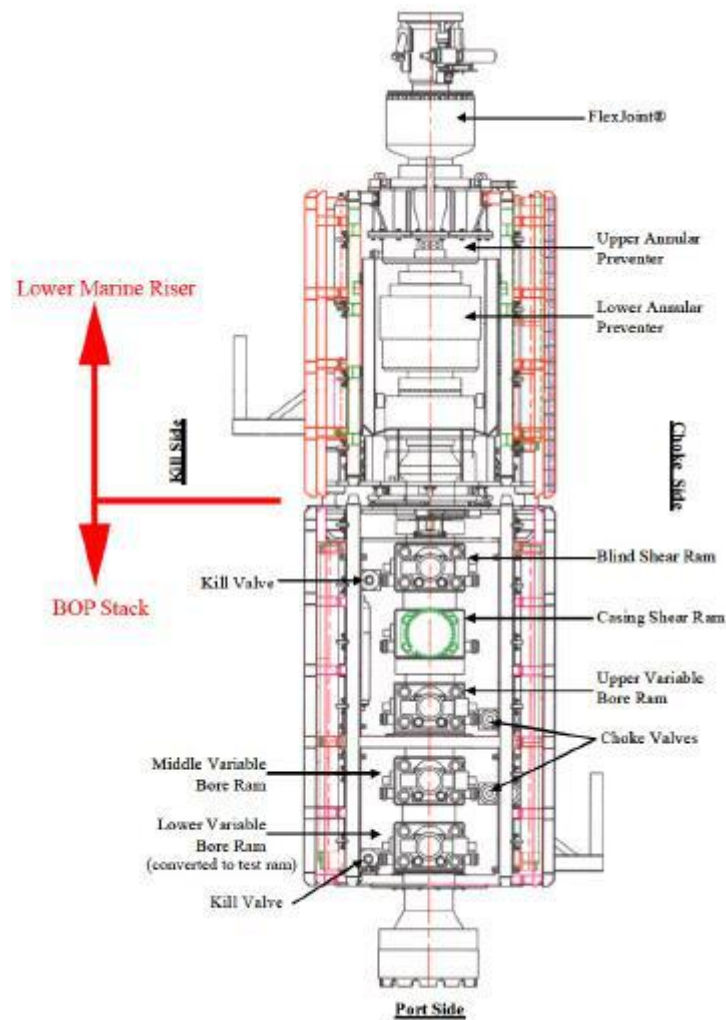


Figura 18: Diagrama do BOP da Deepwater Horizon
(Fonte: Adaptado de NAE/NRC, 2012)

Após a instalação do BOP, a perfuração continua. A broca é substituída por uma de menor diâmetro, que continua a perfuração por dentro do tubo condutor e do BOP, até profundidades maiores. Em função da profundidade alcançada, novos revestimentos são descidos e então ocorrem cimentações, quando cimento é injetado para vedar o espaço entre a formação rochosa e o revestimento e impedir qualquer fluxo por fora do revestimento. Essa sequência é repetida, com diâmetros de broca cada vez menores, até que se chega à profundidade desejada. Cada seção com determinado diâmetro de broca e revestimento é chamado de “fase”. No projeto inicial do poço do campo de Macondo, foram previstas 9 fases. O revestimento conta com uma série de equipamentos que auxiliam no processo de cimentação. Entre eles, destacam-se:

- Sapata: Colocada na extremidade da coluna, serve para impedir que a pasta de concreto volte para o interior do poço. A sapata pode ser do tipo guia, com canais abertos em seu centro, ou do tipo flutuante, com uma válvula que impede o refluxo de material para o interior da coluna.
- Tampões: Peças de borracha utilizadas para separar mecanicamente o cimento do fluido de perfuração. Os tampões são utilizados em pares, um antes do início da fase de cimento, chamado de tampão de fundo, e um introduzido assim que todo o volume de cimento entra no *riser*, chamado de tampão de topo. O tampão de fundo possui uma membrana de borracha de baixa resistência em seu centro, que se rompe ao chegar no fundo da coluna, quando o fluxo começa a gerar pressão no equipamento.
- Centralizadores: São peças fixadas no anular entre a coluna de revestimento e a formação rochosa. Sua função é garantir que o revestimento está totalmente alinhado e, com isso, que o cimento será homogeneamente distribuído, evitando a formação de canais por onde o reservatório possa vaziar.
- Colar: peça que segura os tampões, impedindo que estes cheguem até o fundo do poço. Também podem ser utilizados para cimentar diversos pontos simultaneamente.
- “*Flapper valve*”: Válvulas instaladas no fim do revestimento que só permitem a passagem de fluido em um sentido, fechando a passagem quando há uma inversão na pressão
- “*Auto fill tube*”: tubo com uma válvula interna que só permite passagem em seu interior em um sentido, bloqueando o fluxo em sentido contrário

Durante toda a perfuração é utilizado um fluxo constante de um líquido responsável pelo resfriamento da broca e pelo carregamento do cascalho, que são fragmentos de rocha gerados pela passagem da broca. Esse líquido é chamado de “fluido” ou “lama” de perfuração, e sua composição varia de acordo com a profundidade. O fluido de perfuração segue pelo interior da coluna de perfuração até

o fundo do poço, passando pela broca e então retorna com cascalho para a sonda pelo espaço anular entre a coluna e o tubo de revestimento ou *riser*.

Assim que a perfuração atinge os reservatórios, o fluido de perfuração assume uma nova função, a de evitar que o gás e o petróleo subam de forma descontrolada pelo poço. Isso é possível tornando o fluido de perfuração pesado o suficiente para que a pressão hidrostática exercida por ele seja maior que a pressão exercida pelo reservatório na interface entre eles. Um evento em que o fluido de perfuração falha na contenção do reservatório, e óleo ou gás entram no poço, é chamado de *kick*. Um *kick* que não consegue ser controlado pode gerar um *blowout*, que é quando gás ou óleo chegam até a superfície.

Quando a perfuração chega até a profundidade desejada, inicia-se o processo de abandono temporário do poço. Isso é realizado em operações em que a unidade responsável pela completção – procedimento de adaptação do poço que torna a produção de petróleo possível, como, por exemplo, a instalação de uma árvore de natal e coluna de produção – não é a que realiza a perfuração. A última cimentação do poço é responsável por vedar o espaço anular entre o revestimento e a rocha e também os primeiros metros da parte interna do revestimento, selando o poço e prevenindo que os hidrocarbonetos do reservatório fluam para seu interior. Com todos os revestimentos já cimentados, a coluna de produção é posicionada no poço. Pela viscosidade do cimento, é necessário garantir que a coluna esteja centralizada no poço, pois, de outra forma, há o risco de que ela não preencha homogeneamente o espaço anular, fazendo com que algumas partes do poço não sejam cimentadas e liberem hidrocarbonetos, podendo até gerar um blowout. A centralização da coluna é garantida pela instalação de equipamentos chamados centralizadores, instalados na parte exterior da coluna. A quantidade e localização de centralizadores necessários para garantir que a coluna seja corretamente centralizada depende de cada projeto e pode variar conforme mais dados são obtidos durante a perfuração. A figura 19 é um exemplo de centralizador utilizado nesse tipo de operação.



Figura 19: Centralizador utilizado em Macondo
(Fonte: Adaptado de National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011, p. 96)

Na extremidade da coluna de revestimento é instalada uma sapata que direciona o fluxo de cimento que será injetado na coluna. Acima da sapata são instaladas válvulas de ação diferencial, que só permitem fluxo em um sentido. As válvulas são mantidas abertas por uma peça cilíndrica chamada *Auto Fill tube* (ou *differential fill tube*). Colares são então instalados para determinar a altura em que os tampões liberarão o cimento. Assim que esses equipamentos são instalados, a coluna de produção é lavada e o processo de cimentação pode começar.

O cimento é introduzido na coluna de produção entre dois tampões. O tampão inferior apresenta uma cavidade em seu centro por onde o cimento pode passar, diferente do superior, que é totalmente fechado. Quando o primeiro tampão encontra o colar, este não consegue mais descer. A partir desse momento, a pressão no espaço entre os dois tampões aumenta até que o cimento comece a escoar, em um comportamento similar a uma injeção. O tampão superior continua descendo até encontrar seu par, quando então a operação é concluída. Se a cimentação for realizada de forma correta, quando o cimento terminar de se solidificar o poço estará vedado, sem risco de vazamentos de hidrocarbonetos. A sonda pode então abandonar o poço, dando lugar a plataforma de completação.

5.5. Perfuração no campo de Macondo e eventos que levaram ao descontrole do poço

O campo de Macondo era considerado um campo difícil de perfurar, por conta de suas características geológicas. Um ponto que sempre despertava preocupação nos tripulantes era a margem de tolerância pequena em que o peso do fluido de perfuração deveria ser mantido.

Durante as atividades de perfuração, novos dados geológicos eram levantados, e o plano de perfuração foi alterado repetidas vezes, se tornando muito mais complexo que o originalmente pensado. A pressão necessária para manter o controle do poço aumentava muito mais rápido que o previsto, gerando uma série de eventos de descontrole de poço. Em especial, no dia 9 de abril de 2010, o fluido de perfuração começou a infiltrar na formação geológica, gerando um evento chamado de “perda de circulação”. Nessas situações, uma mistura específica era bombeada para o poço, chamada de “*lost of circulation pill*”, que tinha como função reestabelecer o fluxo normal do poço. Esse evento fez com que o plano de perfuração, que antes previa que o poço teria uma profundidade de 20.200 pés (aproximadamente 6.157 metros) tivesse que ser modificado para uma profundidade de somente 18.360 pés (ou aproximadamente 5.600 metros), pelo risco de que a coluna de fluido de perfuração exercesse uma pressão grande demais.

Com o fim da perfuração sendo realizado acima da profundidade inicialmente programada, o passo seguinte seria instalar o revestimento, cimentar o poço e realizar seu abandono. A coluna de revestimento instalada seria do tipo “*long string*”, ou seja, uma peça única, indo do fundo do poço até o leito marinho. A figura 20 ilustra o posicionamento dos equipamentos em um poço. A outra opção, preterida pela controladora do campo, seria a instalação de um *liner*, um revestimento que, ao contrário do *long string*, não retorna à superfície, ficando apoiado em seções inferiores do revestimento. As modelagens geradas pela Halliburton inicialmente sugeriam que seriam necessários ao menos 16 centralizadores para garantir um alinhamento perfeito da coluna escolhida no poço.

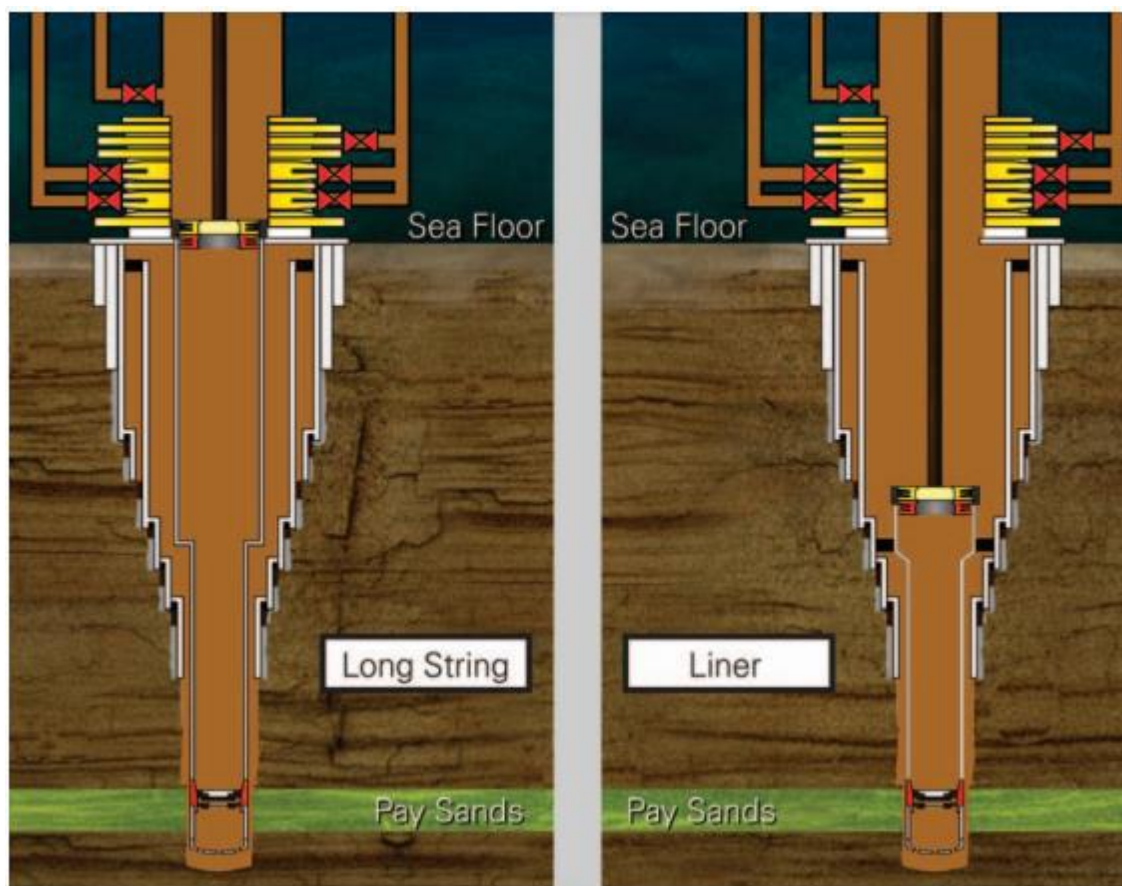


Figura 20: Revestimentos de produção

(Fonte: Adaptado de National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011, p.95)

A escolha de um *Long String* em detrimento de um *liner*, realizada por motivos financeiros, fez com que surgissem limitações no modo com que o poço seria cimentado. Em outras situações, práticas como girar a coluna de produção ou aumentar a pressão poderiam ser utilizadas, de forma acessória aos centralizadores, para melhorar a qualidade da cimentação. Nesse caso, porém, somente os centralizadores garantiriam um perfeito alinhamento. No dia 15 de abril de 2010 uma nova simulação, gerada com novos dados recebidos do poço, aumentou o número de centralizadores necessários para garantia da segurança do poço de 16 para 21.

A bordo da sonda só estavam presentes 6 centralizadores do tipo adequado, e a simulação trabalhava com um tipo específico do equipamento. Existiam 15 centralizadores prontos no porto, que chegaram a ser embarcados, mas, como não eram do tipo certo para aquele poço, foi decidido que eles não seriam utilizados – essa decisão levou em conta o risco de que algum dos centralizadores emperrasse dentro do poço, o que atrasaria ainda mais o trabalho. A cimentação foi então realizada utilizando somente os 6 centralizadores inicialmente presentes a bordo.

Dúvidas sobre se a decisão fora segura foram levantadas entre alguns dos tripulantes, mas a empresa considerou que o risco da operação era pequeno perto do retorno esperado. Um dos motivos alegados para continuar com menos equipamentos que os do projeto foi que o poço não era direcional, então que ele naturalmente seria alinhado – relação que não foi confirmada por nenhum especialista ouvido durante as investigações.

Por conta das características únicas, cada poço precisa ter um projeto de cimentação próprio. No caso do poço do campo de Macondo, a combinação de cimentos escolhida era dividida entre uma parte de cimento pouco densa, seguida de um cimento mais pesado e denso. Uma formulação com cimento “esponjoso” – ao cimento era injetado gás nitrogênio, como forma de diminuir a densidade da mistura – foi escolhida pela preocupação de que, ao realizar sua injeção, a pressão no fundo do poço aumentasse demais, acima do limite de fratura, como já havia ocorrido, no dia 9 de abril. Se isso ocorresse, o cimento entraria no reservatório em vez de bloquear sua comunicação com o poço. Nesse cenário, o poço continuaria aberto, e o fluxo de hidrocarbonetos não seria contido durante o processo de abandono. Essa formulação foi desenvolvida por pessoal especialista de uma empresa terceirizada embarcados na plataforma e então enviada para um laboratório em terra para uma série de análises, como, por exemplo, a estabilidade da mistura formulada.

Os testes realizados em laboratório começaram dia 10 de fevereiro de 2010, um pouco depois do início das atividades de perfuração da Deepwater Horizon. Esse primeiro teste indicou que a mistura era instável. Apesar disso, não foram registradas discussões entre as empresas envolvidas. Mais tarde, dia 13 de maio de 2010, quando mais dados sobre pressões e temperaturas dentro do poço haviam sido levantados, uma nova rodada de testes foi realizada. Mais uma vez, os ensaios de estabilidade indicaram que a configuração utilizada era instável – as bolhas formadas pelo nitrogênio não permaneciam tempo suficiente para garantir a cura do cimento. Esses resultados, porém, não foram reportados à BP. Em vez disso, uma nova tentativa, com o dobro de tempo de preparação da amostra, foi realizada. Os testes de estabilidade da mistura duram 48h e, por isso, o último teste, iniciado dia 18/04/2020, aproximadamente as 2 da manhã do horário local foi encerrado depois que o trabalho de cimentação no campo já estava concluído. Apesar de, teoricamente, o novo teste indicar que havia possibilidade de que a mistura utilizada fosse estável, esses

resultados não eram conhecidos até o momento em que a cimentação foi encerrada pelo laboratório e só foram enviados à BP no dia 26 de abril de 2010, quase uma semana depois do acidente (NATIONAL COMMISSION, 2011). A perícia realizada após o acidente encontrou um resultado diferente, com o cimento instável mesmo utilizando um tempo de preparação maior.

Além da formulação, a forma com que o cimento era injetado no poço também era determinante para garantir o sucesso da operação. Especialmente quando a mistura escolhida utilizava cimento com nitrogênio, uma mistura inadvertida entre as fases, por menor que fosse, poderia enfraquecer todo o cimento. Não só contato entre cimentos com diferentes formulações poderia impactar negativamente o processo, mas a contaminação pelo fluido de perfuração que estaria no lugar onde o cimento seria injetado também poderia gerar uma cimentação inadequada. Em conjunto com a empresa responsável pela operação de cimentação, algumas restrições ao procedimento foram então, determinadas.

Antes do início do bombeamento de cimento, era praxe realizar uma circulação completa de fluido de perfuração em todo o poço – ou seja, bombear fluido o suficiente no espaço anular para que o fluido que no início da operação estivesse no fundo do poço chegasse à superfície. A circulação era realizada porque o poço já estaria há algum tempo com o fluido parado em seu interior, uma vez que, encerrada a perfuração, não havia mais necessidade de manter um fluxo constante. Ao substituir o fluido do poço, era possível analisar as mudanças que ocorreram durante o tempo em que este estava na formação. Outro benefício era que o movimento de líquido limparia o interior do poço, diminuindo as chances de que algum depósito de cascalho prejudicasse a cimentação. Essa operação, porém, preocupava os engenheiros da BP, que temiam que o aumento da força necessária para “empurrar” o fluido durante toda a extensão do poço acabasse aumentando a pressão acima do ponto de fratura da formação. Por conta disso, o fluido não foi completamente circulado, e dos 2760 barris (ou 438,80 m³) que deveriam ser substituídos, somente 350 de fato o foram.

O cimento costuma ser bombeado a altas vazões no poço. Isso é feito para que o fluxo do fluido se torne turbulento, favorecendo seu espalhamento por todo o espaço de forma homogênea. A pressão necessária, contudo, para aumentar a velocidade do cimento também gerava a preocupação de que o cimento acabasse

infiltrando o reservatório, o que por sua vez comprometeria a operação. Com isso, foi acordado com a empresa de cimentação que a velocidade fosse menor que a ideal naquele tipo de poço.

A última restrição foi quanto ao volume de cimento que seria bombeado. Uma prática usual na indústria é colocar uma quantidade maior de cimento que o calculado, adicionando, portanto, uma margem de erro. Colocar mais cimento, porém, também aumentaria a pressão do poço, uma vez que o cimento é muito denso, ou “pesado”, o que gerava a preocupação de que, em vez de garantir a segurança da operação, uma quantidade exagerada de cimento fizesse com que a maior parte fosse absorvida pelo reservatório e o poço continuasse aberto. Apesar de uma regra interna da própria operadora determinar que o cimento deveria cobrir uma faixa de pelo menos 1000 pés (aproximadamente 305 metros) acima da zona de produção, foi determinado que essa margem seria reduzida pela metade, ou seja, somente os 150 metros acima da zona de produção seriam cobertos. Essa decisão atendia a legislação vigente, apesar de não atender aos regulamentos internos da companhia, que eram mais restritivos.

O volume de concreto necessário para cimentar o poço acabou sendo estimado em 60 barris, observando todas as restrições impostas pela empresa controladora do campo. Esse volume foi considerado muito pequeno pela tripulação e sem margem para falhas.

Na manhã do dia 18 de abril de 2010 a tripulação iniciou o processo de cimentação do poço. Na ponta do “*long string*” ia uma sapata com cavidades que permitiam a passagem de fluido por dentro do revestimento. Aproximadamente 180 pés (55 metros) acima da sapata estava posicionado o “*float collar*”, uma peça com duas *flapper valves*, mantidas abertas por um *differential fill tube*. As *flapper valves* só permitiam o escoamento de fluido de cima para baixo, e serviam para permitir a passagem do cimento e evitar seu refluxo. O *differential fill tube* mantinha as válvulas abertas enquanto a instalação era posicionada e só permitia passagem de líquido de baixo para cima.

Antes da injeção de concreto, bombeava-se fluido para, com a pressão gerada, retirar o *differential fill tube* da posição, ativando as válvulas. A essa operação dava-se o nome de “ativação das *flapper valves*”. Para isso, seria necessário chegar uma a uma pressão de 570 psi. Apesar disso, quando a pressão chegou a 340 psi o fluido

passou a circular livremente pelo sistema, fazendo com que a mesma vazão bombeada para o poço fosse novamente recebida pela sonda. Com isso, assumiu-se que o tubo fora removido e as válvulas estavam prontas. A figura 21 ilustra o *float collar* e a operação de ativação das *flapper valves*.

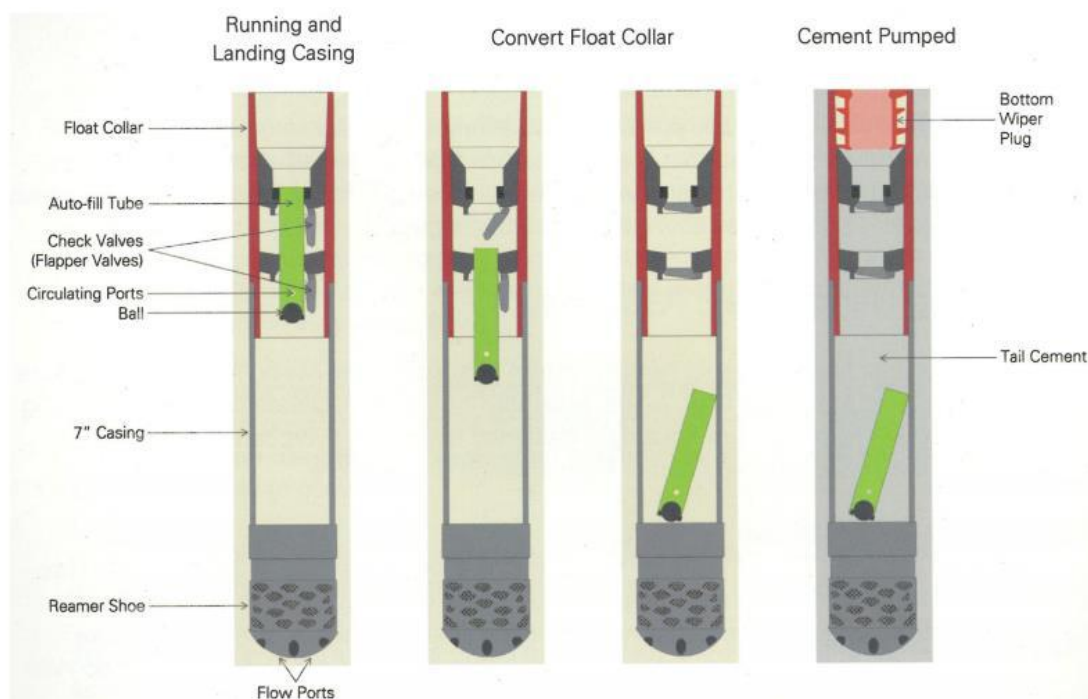


Figura 21: Parte final do revestimento, com o float collar
(Fonte: Adaptado de NAE/NRC, 2012)

A operação de cimentação foi finalizada cerca de uma da manhã do dia 20 de abril de 2010. o próximo passo era realizar uma série de testes para garantir que a operação fora um sucesso. O primeiro teste realizado foi a abertura de uma válvula que se comunicava com o poço na unidade de cimentação. Se a operação tivesse sido um sucesso, a partir daquele momento não se esperava mais nenhuma pressão vinda do poço, então a abertura da válvula geraria um fluxo residual pequeno de fluido de perfuração, que logo se encerraria. Se mais fluido que o volume residual calculado de 5 barris fluísse do poço, seria um indício de que ainda havia partes do poço sem a cobertura de concreto. Nesse teste foram recolhidos cerca de 5,5 barris de fluido de perfuração, volume que foi considerado dentro das margens de erro. O fluxo não havia parado completamente quando o teste foi encerrado, mas diminuiu o suficiente para que o teste fosse declarado um sucesso.

A equipe da empresa responsável pela cimentação deveria permanecer a bordo por mais alguns dias para a realização de testes de cimentação. Durante esse

período, elas desceriam uma sonda pelo poço para avaliar a qualidade do trabalho. Os equipamentos para tal operação já estavam prontos, mas um protocolo elaborado antes da operação desobrigava a empresa a realizar tais testes se não tivessem sido detectados eventos de perda de circulação no poço. Como tais eventos não foram observados, a equipe de cimentação foi desembarcada sem que nenhum outro teste mais detalhado tivesse sido realizado.

O próximo passo seria a instalação dos equipamentos que permitiriam então a produção de petróleo por uma plataforma. A sonda Deepwater Horizon era muito especializada e, portanto, muito cara. Dessa forma, foi decidido que ela não realizaria a “completação” do poço. Sua última tarefa seria abandonar o poço de forma segura para dar lugar a uma nova unidade que terminaria os preparativos para o poço. Esse processo, chamado de abandono temporário, envolve o bloqueio físico do poço por um tampão de concreto, com um tamanho determinado e em uma profundidade específica, substituição do fluido de perfuração acima desse tampão por água salgada comum e fixação da coluna de produção por um *lockdown sleeve* – peça que seria fixada na coluna e na cabeça de poço e impediria que a coluna se deslocasse para cima.

O procedimento para o abandono do poço foi comunicado à tripulação na manhã do dia 20 de abril de 2010, para que os trabalhos começassem. A primeira manobra a ser realizada foi um teste de pressão positiva para garantir a integridade do revestimento do poço. O teste era realizado acionando a *Blind Shear Ram* (BSR), selando a comunicação de saída do poço pelo espaço anular (entre o revestimento e a coluna de perfuração) e, então, injetando fluido de perfuração no poço. Se o revestimento não estivesse íntegro e posicionado de forma adequada, o fluido injetado encontraria uma saída e a diferença de pressão seria observada a bordo. Esse teste ocorreu dentro do esperado.

Após o teste de pressão positiva, seria realizado um teste de pressão negativa. Para tanto, a coluna de perfuração foi parcialmente montada até uma profundidade de 8.367 pés (aproximadamente 2.550 metros). Sua função seria substituir o fluido de perfuração dos primeiros 3.300 pés (aproximadamente 1.005 metros) por água do mar. Até esse momento, independente do resultado da cimentação o poço estava controlado pela coluna de fluido que exercia pressão suficiente para impedir a surgência de hidrocarbonetos do poço. Ao retirar uma parte do fluido, que nesse

momento estava com uma densidade de aproximadamente 1,75 Kg/L (14,5ppg) por água do mar, cuja densidade era de 1,03Kg/L (8,6 ppg) a pressão hidrostática resultante diminuiu e perdeu a capacidade de impedir o fluxo de hidrocarbonetos do poço. O teste de pressão negativa utiliza essa diferença de densidade entre os fluidos para simular a aplicação de pressão negativa e testar, com isso, a qualidade da cimentação realizada. Se a cimentação conseguisse bloquear a comunicação do reservatório com o poço, a diferença de pressão provocada pela substituição do fluido de perfuração por água do mar não influenciaria na pressão do poço. Por outro lado, se a cimentação não tivesse conseguido isolar a formação, o desbalanceio provocado pela substituição de fluidos faria com que uma corrente de hidrocarbonetos saísse pelo poço, aumentando a pressão interna. Se o teste não fosse bem-sucedido, a operação precisaria de mais tempo para descobrir qual o problema e, talvez, realizar outra operação de cimentação no poço.

Para evitar a contaminação da água do mar pelo fluido de perfuração, um líquido intermediário, chamado de “*spacer*” era bombeado antes da água. Esse líquido, utilizado como “barreira”, seria o resto de uma batelada de *lost of circulation pill* utilizado anteriormente para desobstruir o poço. Não era comum que isso fosse utilizado como *spacer*, e o volume a ser utilizado era exagerado para sua função. Sua densidade também era alta, maior que a do fluido que já estava no poço. O *spacer* foi utilizado pois a legislação da época obrigava que fluidos de perfuração não utilizados fossem destinados como resíduos perigosos em terra, mas permitia o descarte de fluidos de base aquosa diretamente no mar, desde que eles tivessem sido injetados em algum momento em um poço. Essa foi a forma encontrada pelas empresas de circular o resto do fluido e descartá-lo no mar.

O teste começou às 18 horas, momento do dia em que havia mudança de turno, o que fazia com que o deck estivesse lotado. Além disso, alguns empregados do escritório estavam visitando a plataforma, fazendo com que mais que o dobro da tripulação necessária para o teste estivesse presente e acompanhando. Inicialmente seria necessário zerar a pressão do poço, para então bloquear sua passagem e avaliar se o valor se manteria constante. Apesar de algumas purgas terem sido realizadas, não foi possível diminuir a pressão para menos de 266 psi (18,10 atm). Mesmo assim, o *annular preventer* foi fechado, quando, então, a pressão voltou rapidamente para 1.262 psi (85,87 atm).

A tripulação notou, então, que o volume de líquido no *riser* acima do BOP estava caindo, sugerindo que o líquido estava infiltrando no poço e, com isso, causando um aumento na pressão. O *annular preventer* foi então fechado com mais força, numa tentativa de vedar melhor o poço. Inicialmente essa tentativa deu resultado, e o poço chegou a 0 psi. Momentos depois, porém, a pressão voltou a subir. Uma terceira vez a pressão foi diminuída e o poço foi vedado, mas a pressão subiu para 1.400 psi (95,26 atm).

As lideranças da sonda então se reuniram para discutir os resultados. Todos sabiam que para que o teste fosse declarado um sucesso, seria necessário que a pressão se mantivesse zerada, algo que não aconteceu. Um dos presentes na reunião, então, defendeu que a pressão não estava aumentando, e sim que o erro era de medição no BOP, já que o nível de líquido no *riser* continuava caindo, apesar do aumento na pressão.

Para determinar se a pressão estava de fato aumentando ou se era um erro de medição, um novo teste, supostamente análogo ao que fora realizado anteriormente, foi pensado. Em vez de acompanhar a pressão do BOP, o pessoal da sonda acompanharia a pressão da *kill line*. Essa linha era um canal pequeno, de cerca de 8 centímetros de diâmetro, que ligava o BOP à sonda. Como a *kill line* ligava os mesmos pontos que a coluna de perfuração, a pressão ali medida deveria ser igual a pressão do poço.

No novo teste, a pressão foi zerada e a comunicação do poço fechada, menos na *kill line*. Nela, inicialmente, foi detectado um pequeno fluxo de fluido que rapidamente desapareceu. Durante meia hora a pressão permaneceu inalterada, fazendo com que esse teste fosse considerado um sucesso. Apesar disso, a pressão na coluna de perfuração se manteve a 1400 psi durante todo o teste. A tripulação, junto com o pessoal do escritório concluiu, então, que a pressão medida no BOP estava errada e que a cimentação estava íntegra, autorizando a continuidade do processo de abandono temporário do poço.

Aproximadamente às 20:00h, após a liberação do poço, a tribulação desinflou o *annular preventer*, liberando novamente a comunicação com o poço, para que o resto do fluido de perfuração e do *spacer* que ainda estavam no *riser* fossem recolhidos. O próximo passo seria instalar um plug de cimento dentro do poço, entre o resto do fluido de perfuração e a água salgada.

Durante toda a operação de perfuração, abandono temporário e completação, existe sempre o risco de descontrole do poço, ou um *kick*. Se um *kick* não é apropriadamente detectado e a resposta é demorada, os hidrocarbonetos podem chegar à superfície, causando um *blowout*. Existem sinais claros de quando um *kick* ocorreu, e faz parte do trabalho do pessoal da sonda detectar esses sinais e iniciar imediatamente uma resposta para impedir a chegada dos hidrocarbonetos à superfície. Em uma situação normal, quando o poço está completamente cheio de fluido de perfuração – ou água do mar – e mais líquido é bombeado, espera-se que um volume igual seja recebido, com uma taxa de vazão igual, na sonda. O primeiro sinal de que há um descontrole no poço é um aumento injustificado de fluido nos reservatórios. Esse aumento de volume costuma ser facilmente identificado devido a rapidez com que muda. Além disso, conforme o gás que invadiu a coluna sobe, menor é sua pressão e temperatura, o que promove uma rápida expansão. A expansão do gás gera um aumento não só no volume do fluido de perfuração da sonda, mas também da vazão com que esse fluido é recebido e na pressão da coluna. Além desses sinais, uma queda na pressão no riser também pode indicar a ocorrência de um *kick*, já que o gás natural, apesar de ocupar o mesmo espaço do fluido, tem uma densidade muito menor.

Durante a operação de retirada de fluido e de *spacer* do poço e do riser, os fluidos eram circulados e armazenados em diferentes tanques da sonda, fazendo com que não fosse possível, naquele momento detectar visualmente aumentos de volume fora do esperado. Apesar disso, dois sistemas acompanhavam parâmetros como vazão de fluido e pressão no riser, sendo que um deles enviava, em tempo real, os dados da operação para o escritório da operadora em terra.

Entre às 20:00h e 21:00h, a operação transcorreu sem maiores problemas. A partir desse horário, porém, os sistemas detectaram que a pressão começou, vagarosamente, a aumentar, sem que a vazão de líquido nas bombas se alterasse.

O *spacer* ainda estava a bordo da sonda, já que era necessário garantir que este não estava contaminado com óleo. Para isso um teste visual, chamado de *sheen test* deveria ser realizado. Esse teste tinha por objetivo determinar se o fluido estava contaminado por óleo. Às 21:08, quando todo o *spacer* havia sido recolhido, as bombas da sonda foram desligadas e uma amostra do *spacer* foi analisada. Seis minutos depois, às 21:14, o fluido foi considerado limpo e as bombas foram

religadas. O spacer passou a ser descartado no mar. A partir desse momento, esperava-se que só água fosse recebida pela sonda, já que o fluido de perfuração na parte rasa do poço havia sido expulso pelo *spacer*, que por sua vez tinha dado lugar a água salgada.

No período em que as bombas foram desligadas para a realização do teste, o esperado era que a pressão na linha diminuísse ou se mantivesse constante. O observado, porém, foi que a pressão aumentou mais 250 psi (17,01 atm), sem que isso fosse notado. Em seguida, uma válvula de alívio se abriu, atraindo a atenção da equipe.

Às 21:30h um membro da tripulação notou que a pressão da *kill line* continuava diferente da pressão na coluna de perfuração. Isso podia indicar, no momento do teste da pressão negativa, que havia um erro de medição, mas com os dois caminhos abertos, não existia justificativa para que esse desvio fosse observado. As bombas foram então novamente desligadas para que se investigasse a causa do desvio.

Quando as bombas foram desligadas, inicialmente a pressão diminuiu, como era esperado. Alguns momentos depois, porém, a pressão voltou a subir a uma taxa de 10 psi (0,68 atm) por minuto na coluna de perfuração, enquanto a pressão na *kill line* permanecia baixa. Foi então realizada uma manobra para diminuir a pressão da coluna. Essa manobra foi considerada um sucesso pois, por alguns minutos, a pressão de fato diminuiu.

Alguns instantes após a queda da pressão, porém, fluido de perfuração começou a inundar o deck. O fluido de perfuração deveria estar localizado abaixo de uma camada relativamente grande de água, já que a parte rasa do poço já havia tido o fluido substituído por spacer e então por água. Esse foi o primeiro momento em que a possibilidade de ocorrência de um kick fora considerada pelos presentes. Foram iniciadas, então, manobras para tentar controlar novamente o poço. Um *annular preventer* foi acionado na tentativa de interromper o fluxo, sem sucesso. Em seguida, um dos VBRs também foram acionados. O fluido recebido pela sonda passou a ser enviado a um separador gás líquido. As 21:39 a pressão na coluna de perfuração começou novamente a diminuir.

Aproximadamente as 21:45 um assistente que trabalhava na resposta ao kick chamou membros mais experientes da tripulação para comunicar que um blowout

estava acontecendo e que eles precisavam de ajuda. Nesse momento o fluido de perfuração, que antes só inundava o *drilling deck*, já chegava a uma pressão tão alta que ao sair do riser, formava uma coluna que ia até o topo do *derrick*.

A figura 22 mostra, minuto a minuto, os valores de pressão e de volume detectados no intervalo entre 21:25 e 21:50. Após o gráfico estão ilustrações do que ocorria no fundo do poço durante esse período.

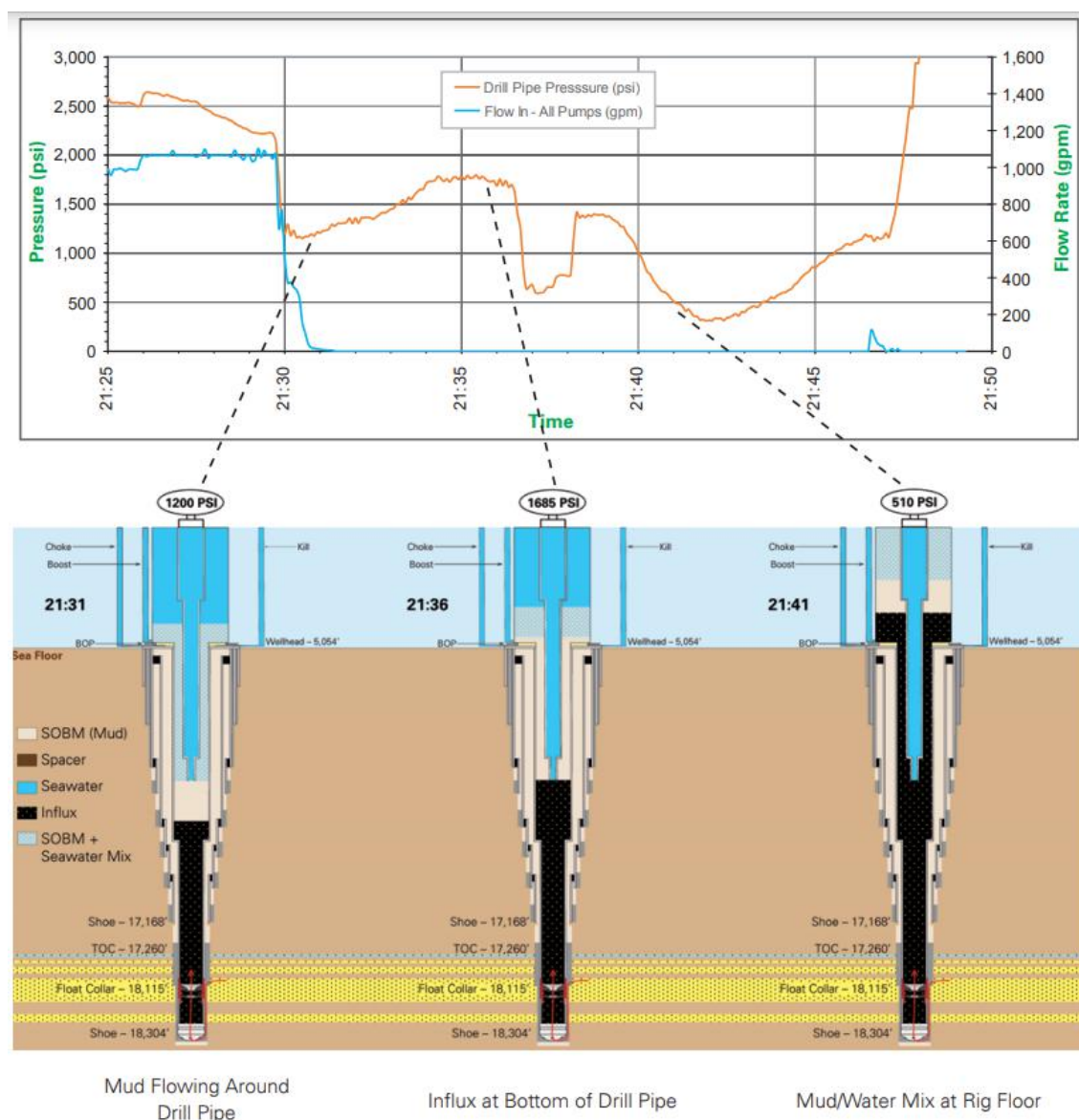


Figura 22: Modelagem do comportamento do poço nos instantes anteriores ao Blowout realizada pela investigação da BP (observação: os valores de vazão das bombas são anulados após as 21:30 pois o fluxo estava sendo desviado ao mar para o descarte de spacer, e o medidor estava posicionado após o desvio da corrente, na linha que ia só em direção aos tanques da plataforma.)
(Fonte: Adaptado de BP, 2011)

5.6. Chegada de hidrocarbonetos à sonda e primeira explosão

O cimento instável, as margens de segurança muito estreitas na cimentação, um possível mau funcionamento das válvulas na extremidade do revestimento, que provavelmente não conseguiam fechar, aliados a diminuição da pressão exercida pela coluna de fluido por conta do teste de pressão, fizeram com que o poço inadvertidamente começasse a ser infiltrado por gás e óleo do reservatório. Além disso, a decisão de não desviar o fluxo vindo do poço para o mar – algo que geraria, sim, um acidente ambiental, mas diminuiria os riscos à tripulação e à plataforma – fez com que o gás fosse liberado no meio da plataforma, pelo *drilling deck* e pelo topo do *Derrick*. A figura 23 mostra a modelagem realizada para prever o comportamento da nuvem explosiva de hidrocarbonetos gerada durante o blowout e, ao lado, qual seria seu perfil se o fluxo fosse desviado para o mar.

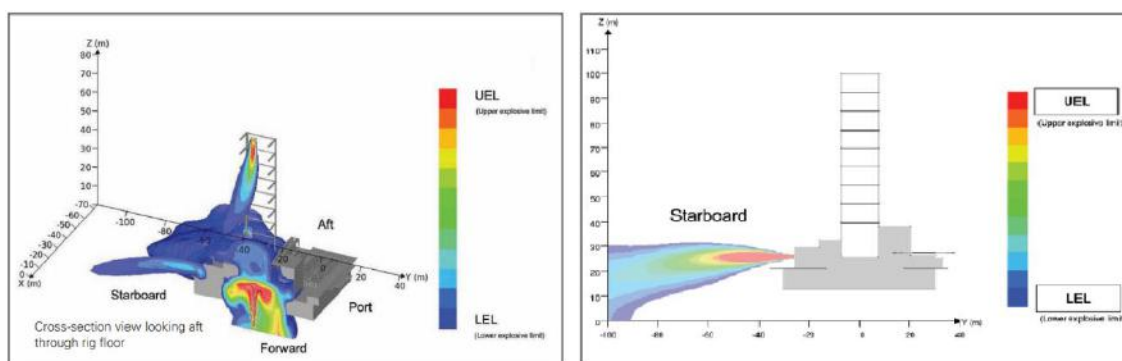


Figura 23: Modelagem da nuvem explosiva para o evento real e para o cenário de desvio do fluxo para o mar
(Fonte: Adaptado de BP, 2011)

O aumento da pressão que aconteceu durante a retirada do fluido e do *spacer* foi provocada pelo gás que “empurrava” o fluido a sua frente. Às 21:49, aproximadamente uma hora após o reservatório começar a liberar hidrocarbonetos no poço, apesar das tentativas de retomar o controle do poço, o gás chegou à sonda, encontrou uma centelha – possivelmente nos geradores a diesel – e gerou a primeira explosão no *drilling floor*. Alguns momentos antes da explosão, os geradores a diesel apresentaram aumentos bruscos de rotação por conta do metano que entrava na câmara de combustão junto do oxigênio, gerando um aumento na corrente que provavelmente danificou todo o sistema elétrico da plataforma (HORNE, 2010). Uma segunda explosão aconteceu aproximadamente 10 segundos depois (BP, 2010), e então um incêndio se iniciou.

Na sala de controle, o alarme geral foi acionado e a responsável pelo sistema de posicionamento dinâmico da plataforma mandou mensagens declarando Mayday. Enquanto isso, uma discussão acontecia na sala para decidir quem tinha autoridade para acionar o sistema de desconexão de emergência da unidade (EDS) (NAE/NRC, 2012). Esse sistema deveria acionar a *Blind Shear Ram*, que cortaria a coluna de perfuração e selaria o poço. A parte superior do BOP seria então desconectada e a plataforma não mais estaria presa ao poço descontrolado, o que interromperia o fluxo de hidrocarbonetos e preveniria uma escalada do acidente.

Antes que a discussão tivesse sido concluída, porém, um supervisor apertou a botoeira, dando o comando de EDS (NAE/NRC, 2012). Apesar da indicação do acionamento do sistema e da desconexão da parte superior do BOP na sala de controle da sonda, nada aconteceu. O fluxo descontrolado de hidrocarbonetos continuava aumentando em vez de diminuir e a plataforma continuava presa ao poço pelo BOP. Não ficou claro nesse momento se o problema havia sido na transmissão do comando ou se o BOP estava danificado. Apesar disso, havia o sistema automático de desconexão, chamado de “deadman” que deveria agir em caso de perda de comunicação com a sonda da mesma forma que o EDS, e isso também não foi observado. Apesar das tentativas, o poço continuava aberto e o incêndio era alimentado pelo óleo que saía descontroladamente dos risers.

Outros tripulantes assumiram, com base nas informações recebidas, que o EDS havia sido acionado e tentaram então acionar o sistema reserva de geração de energia para iniciar o combate ao incêndio e para garantir o funcionamento do sistema de posicionamento dinâmico. Porém, por conta dos danos à estrutura da plataforma não foi possível religar a energia elétrica.

Como a plataforma estava à deriva, sem energia elétrica e pegando fogo, foi dada a ordem de abandono para a tripulação. A operação de abandono não ocorreu exatamente da forma esperada, e isso pode ser explicado – além de pelo acidente em si – pela divisão entre a tripulação durante os simulados, algo que provocou certo ruído e precipitação, com relatos de alguns membros da tripulação invadindo as balsas, mudando de lugar ou colocando feridos em baleeiras diferentes das indicadas.

Apesar do caos, as duas baleeiras foram utilizadas, meio pelo qual a maioria da tripulação escapou da embarcação. Além das baleeiras, 8 pessoas pularam na água e 7 utilizaram um bote salva-vidas inflável.

O navio cargueiro *Damon B. Bankston* estava próximo à sonda quando as explosões aconteceram e imediatamente lançou seu bote de resgate, responsável por resgatar os 8 sobreviventes que pularam na água. Além disso, os 7 sobreviventes que desceram com o bote salva-vidas não conseguiam soltar uma corda que prendia o bote à plataforma também foram ajudados pela tripulação do bote de resgate.

Após as operações de salvamento, no deck do cargueiro, a primeira contagem oficial de sobreviventes foi realizada. Dos 126 tripulantes a bordo no momento do acidente, 115 tinham sobrevivido. Os 11 mortos estavam no *drill floor* e adjacências, no momento das explosões. Posteriormente, as investigações concluíram que o teste alternativo de pressão negativa realizado pela *Kill line* não representava o que de fato ocorria no poço. O resultado encontrado pela tripulação pode indicar que nesse momento já havia fluxo ascendente de fluido de perfuração pela linha. Outra possibilidade é que a linha estivesse com um entupimento não detectado. A pressão correta era a medida nos primeiros testes de pressão negativa, que acompanharam a degradação da cimentação e o descontrole do poço.

5.7. Atuação do BOP no acidente

O BOP, além de um item de segurança, também era usado de forma rotineira nas operações da sonda para outros propósitos. O *annular preventer* utilizado na tentativa de interromper o fluxo vindo do poço, por exemplo, fora usado nas semanas anteriores para segurar a coluna de perfuração enquanto uma nova seção era ligada, com ajuda do torque da mesa rotativa.

Durante o teste de pressão negativa, a pressão pode ter aumentado por conta da infiltração do *spacer* dentro do poço, considerando que a vedação já não estava adequada para tal operação. O fluxo de fluido não fora bloqueado, provavelmente, em nenhum dos dois momentos em que o equipamento foi acionado no dia 20 de abril de 2010. Apesar de existirem dois *annular preventers* no BOP, somente o superior foi utilizado em todos os momentos.

Ao acionar o *Variable Bore Ram* a corrente que passava pelo BOP foi de fato interrompida. Naquele momento, porém, uma mistura de óleo, gás e fluido de perfuração já subia pelo riser, com movimento gerado pela expansão dos fluidos provocada pela diminuição da pressão. Ao chegar na sonda, a mistura que subia pelo riser gerou uma segunda explosão. Essa explosão ocorreu na parte inferior da sonda,

destruindo a linha de fluido hidráulico ligado ao BOP. Com isso, aos poucos, o VBR começou a reabrir, permitindo a passagem de mais combustível.

A *Blind Shear Ram* foi acionada duas vezes na noite do acidente pelos controles da sonda, e algumas horas mais tarde, mais algumas por veículos remotamente operados (ROVs). Os dois primeiros acionamentos, realizados quando as botoeiras de separação de emergência foram acionadas nunca chegaram de fato ao equipamento. Durante as tentativas de retomar o controle da plataforma, de seu abandono e nos minutos em que ela ainda permanecia dentro do raio em que o riser permitia, o equipamento não se movimentou. Conforme o tempo foi passando, sem a ação do sistema de posicionamento dinâmico, porém, a plataforma começou a se deslocar de sua posição. Esse movimento, aliado ao estresse gerado pelo incêndio que acontecia no deck, fez com que a coluna de perfuração fosse puxada através do BOP por alguns metros.

Junto com a segunda explosão e com a perda de pressão hidráulica da VBR, houve também a queda de toda comunicação da sonda com o BOP. Nesse tipo de situação, o equipamento deveria executar a função de desconexão de emergência chamada de *deadman*. Para isso, existiam dois sistemas, o azul e o amarelo, redundantes, que poderiam acionar a BSR de forma autônoma. Cada sistema era constituído por dois computadores, também redundantes, responsáveis pelo acionamento de um controlador tipo solenoide com duas bobinas, que, ao ter o campo magnético ativado, movimentavam a gaveta da válvula, liberava a passagem de fluido e gerando força hidráulica para acionar a BSR. Cada sistema apresentava uma bateria de 27 volts, responsável por acionar os solenoides da válvula, e uma bateria de 9 volts para cada computador. Cada computador acionava uma das bobinas da válvula, apesar de com o acionamento de uma só bobina a válvula já conseguisse se movimentar. A figura 24 ilustra a organização das baterias do sistema de acionamento de emergência da BSR.

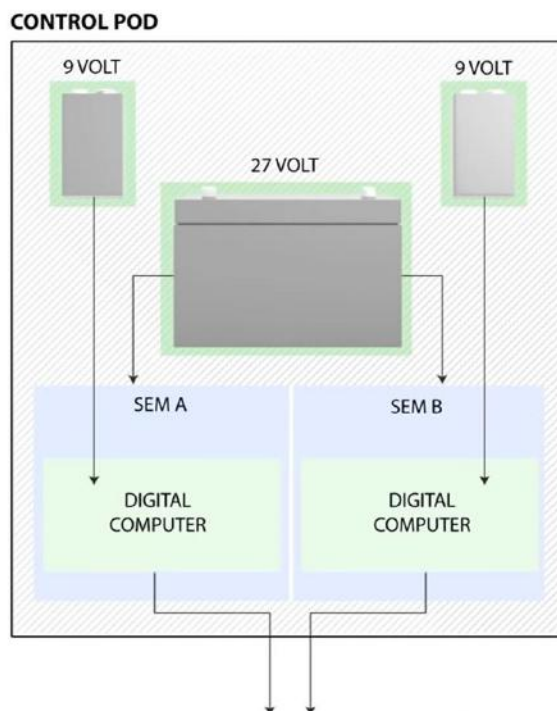


Figura 24:Esquema de funcionamento de um dos sistemas de acionamento de emergência da BSR

(Fonte: CSB, 2014. Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=9NQ8LehUWSE> - acesso em 17 abr. 2021)

No dia do acidente, foi constatado que a bateria de 27 volts do sistema azul estava descarregada por conta de um erro de instalação, impedindo o acionamento de sua válvula. O sistema amarelo, por sua vez, também havia sido instalado de forma equivocada, com dois fios em posições trocadas. As bobinas da válvula geravam campos magnéticos que se anulavam, fazendo com que a gaveta não se movimentasse. Um terceiro erro, porém, fez com que uma das baterias de 9 volts do sistema amarelo falhasse, fazendo com que, em algum momento, a BSR fosse acionada. A figura 25 mostra como deveria ser o funcionamento correto da válvula solenoide e, ao lado, como o campo eletromagnético foi gerado por conta do erro de instalação. Quando a bateria de 9 volts do sistema amarelo falhou, o campo descrito na figura pelas setas vermelhas deixou de ser gerado. Nesse momento, mesmo com um campo de intensidade menor que o projetado, a válvula se moveu, acionando a BSR.

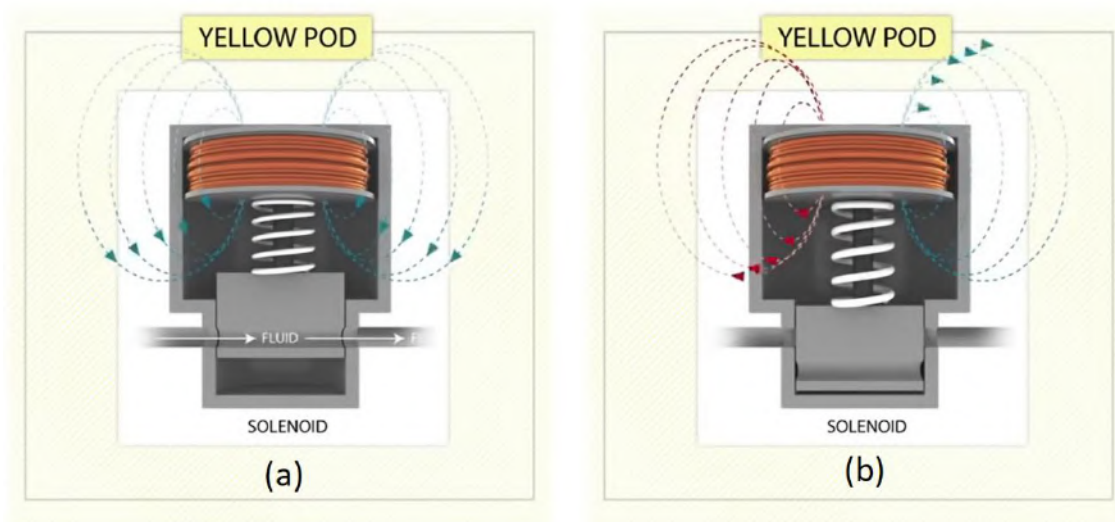


Figura 25: Funcionamento correto do solenoide (a) e funcionamento no dia do acidente (b)
(Fonte: CSB, 2014. Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=9NQ8LehUWSE> - acesso em 17 abr. 2021)

O deslocamento da coluna de perfuração por dentro do BOP só foi interrompido quando uma parte mais grossa, chamada *tool joint* se prendeu na entrada do BSR. Essa peça fazia a conexão entre duas seções da coluna de perfuração e era consideravelmente mais grossa que as outras partes do equipamento. Quando a *tool joint* mais próxima chegou ao espaço da BSR, a sonda parou de se movimentar e ficou presa àquela distância máxima do BOP.

Além do deslocamento da coluna por conta da falta do sistema de posicionamento dinâmico, havia também uma grande diferença de pressão no sentido radial no poço. A pressão gerada pelo óleo que continuava a surgir pelo reservatório comprimia a coluna de perfuração posicionada no centro do poço. Essa pressão, aliada ao movimento da sonda na superfície do mar e da imobilização gerada pelo *annular preventer* e pelo VBR provocaram uma deformação na coluna, que saiu de posição dentro do BOP. Ao se desalinhar, a ação da BSR foi prejudicada, e esta perdeu a capacidade de cortar a coluna. Quando a BSR foi ativada, a coluna de perfuração foi deformada, mantendo canais abertos por onde o fluxo descontrolado de hidrocarbonetos podia passar. Foram realizadas novas tentativas de acionamento da BSR por ROVs (CSB, 2014), com a injeção de fluidos hidráulicos a altas pressões, mas o fluxo de hidrocarbonetos não foi interrompido.

5.8. Incêndio e liberação de óleo

Ainda com os sobreviventes no deck do cargueiro, foi iniciada a resposta ao acidente, visando inicialmente evitar que a plataforma afundasse ou que o riser se rompesse. Helicópteros da Guarda Costeira Americana realizaram também mais buscas por sobreviventes. Ainda na madrugada do dia 20 de abril, mais embarcações chegaram para ajudar no combate ao incêndio.

Foi informado que existiam aproximadamente 2650m³ de diesel a bordo, e os esforços também visavam evitar que esse combustível pegasse fogo ou fosse derramado. Apesar disso, às 10:00h do dia 21 de abril as aeronaves que ainda realizavam operações de busca relataram avistar as primeiras manchas de combustível a alguns quilômetros da plataforma.

A legislação americana prevê que em situações de acidentes com derramamento ou potencial derramamento de óleo ou substâncias perigosas ao meio ambiente de grande magnitude se acione o *National Contingency Plan* (NATIONAL COMMISSION, 2011), que tinha por objetivo unificar e organizar os esforços de resposta a emergências. Com base nesse plano, a Guarda Costeira Norte Americana assumiu o controle da emergência e gerenciou as atividades de combate ao incêndio da plataforma, que ainda ocorria. Nesse momento, ainda não eram observadas manchas de óleo, somente do diesel combustível da plataforma, o que fez com que os danos ambientais parecessem controlados e, então, a força se concentrou na busca por sobreviventes.

Paralelamente aos esforços de busca e salvamento, a Transocean, dona da sonda, se esforçava para apagar o fogo. A empresa *Smit Salvage Americas* foi contratada para realizar as operações de combate ao incêndio e para tentar evitar o naufrágio iminente da sonda. Salas de comando foram montadas em instalações da BP no Texas e na Louisiana, concentrando responsáveis pelas empresas e órgãos governamentais que, juntos, tentavam coordenar as atividades.

Às 18h do dia 21 de abril, a BP e a Transocean lançaram um ROV para tentar acionar a BSR no BOP. A plataforma não havia afundado ainda, e havia a esperança de que, ao acionar a BSR diretamente no BOP, somente o fluido contido no Riser e na plataforma tivesse que ser removido ou recolhido do oceano. Inicialmente foi comunicado à imprensa que a operação, ao que tudo indicava, havia sido um sucesso

e que o poço estava fechado. Nos dias seguintes, porém, novas manchas de petróleo foram descobertas, deixando claro que a situação não havia sido controlada.

Apesar das tentativas de combater o fogo e salvar a embarcação, a Deepwater Horizon afundou às 10:22 do dia 22 de abril de 2010. Além das duas tentativas pela tripulação ainda a bordo, outras 20 operações de ROV seriam realizadas com o objetivo de acionar alguma válvula do BOP e bloquear o vazamento. A última tentativa de interromper o vazamento descontrolado acionando algum sistema do BOP ocorreu dia 5 de maio.

Após meses de tentativas diversas, incluindo um pedido de ajuda para que o público geral mandasse sugestões e de pesquisas financiadas por todas as partes envolvidas, o poço de Macondo foi fechado dia 19 de setembro de 2010. Isso foi possível perfurando um poço de alívio que “interceptou” o poço que vazava descontroladamente, e então cimentando a passagem e obstruindo o poço. Durante os 152 dias em que o poço permaneceu aberto, estima-se que cerca de 4,9 milhões de barris, ou 78000m³, de óleo cru foram liberados no golfo do México (OSCR, 2011).

6. Falhas identificadas pelo sistema

RBPS no acidente na sonda

Deepwater Horizon

Os elementos do sistema RBPS não totalmente observados, listados abaixo, indicam aspectos operacionais e de tomada de decisão que influenciaram na evolução dos eventos até o resultado catastrófico observado. Em seguida, a tabela 2 resume os desvios identificados em cada um dos elementos listados.

6.1. Cultura de segurança de processo

A sonda Deepwater Horizon apresentava uma cultura de segurança de processo desenvolvida. O elemento prevê que, após tempo suficiente, a segurança de processo passa a ser um valor preconizado pela tripulação, que deixa de tolerar desvios que ponham em risco a segurança da instalação. Esse estado desenvolvido de segurança de processo pode ser observado nos relatos obtidos durante as investigações, em que fica claro que a tripulação não concordava com as ordens que vinham de cargos hierárquicos superiores, por julgar que estas iam de encontro ao que era tido como seguro. Esse comportamento também indica que o pessoal que ocupava cargos hierarquicamente superiores, responsáveis pela tomada de decisão, não recebia treinamento de segurança análogo ao pessoal da sonda.

Como exemplos de decisões contrárias a cultura de segurança de processo podem ser destacadas as decisões de utilizar uma quantidade menor de centralizadores do que a considerada segura, apesar da resistência do pessoal de bordo. Além disso, houve clara pressão para que o trabalho de cimentação fosse aprovado a despeito do que os testes indicavam.

6.2. Cumprimento de normas

Apesar da legislação dos Estados Unidos ter sido atendida, a organização descumpriu suas próprias regras para que fosse possível prosseguir com o trabalho. Entre as regras que a investigação apontou como não atendidas, é possível destacar a redução do volume de cimento que era adicionado como margem de segurança. Além

disso, a utilização de fluido de perda de circulação como *spacer*, apesar de não ser uma violação clara, foi uma prática não autorizada internamente e que carecia de testes que asseguravam sua segurança.

6.3. Participação da força de trabalho

A tripulação da sonda agiu tentando, da melhor forma possível, diminuir os riscos da operação. Um descontentamento geral foi relatado quando a empresa ordenou a continuidade das operações e, diante dos desvios nos valores de pressão observados nos minutos que antecederam o blowout, a tripulação buscou auxílio entre os que estavam descansando ou que estavam em outros lugares da plataforma. Apesar disso, depois que foi constatado a sonda perdera o controle do poço, houve certa hesitação por parte de membros da sala de controle sobre quem seria o responsável pelo acionamento do sistema de desconexão de emergência da unidade, o que demonstra que havia pontos de melhoria nesse protocolo.

6.4. Relação com as partes interessadas

Os impactos ambientais ocorridos em consequência do acidente foram os mais graves até então, e a empresa não previra essa possibilidade nem se preparara para tal. Dentro da documentação enviada às autoridades competentes sobre os possíveis impactos de uma situação catastrófica como a que de fato ocorreu, foram notados erros que indicavam que a elaboração do documento não observava a real localização da plataforma, como a presença de espécies que só existem em climas polares sendo impactadas pelo toque de óleo na costa do golfo do México. Além disso, ao revisar o plano de outras plataformas e sondas que agiam nas cercanias do campo de Macondo constatou-se a presença dos mesmos erros, o que indicou aos investigadores que, de fato, pouco ou nada havia sido pensado para esse tipo de situação.

A falta de preparação para acidentes com cenários catastróficos levou a uma relação pouco eficiente com as partes interessadas, principalmente nos primeiros dias após o acidente. Enquanto a sonda ainda não havia naufragado, a empresa controladora do campo e a dona da sonda focavam seus esforços no combate ao incêndio que ocorria, na tentativa de salvar a instalação. Os agentes estatais, em

especial a marinha, por outro lado, já se preocupavam com a liberação de combustível no oceano, ou seja, não havia coordenação entre as partes.

Quando a sonda naufragou e os primeiros indícios de que havia uma liberação descontrolada de óleo no campo começaram, pescadores, pequenos empresários e a indústria turística na costa do golfo do México passaram a ser severamente afetados pela interrupção de suas atividades, efeito para o qual as empresas também não haviam se preparado. Os impactos sentidos por terceiros fizeram com que estes perdessem a confiança na empresa e, em alguns momentos, também nos entes públicos que agiam na mitigação do acidente.

Um estudo aprofundado que descrevesse os impactos possíveis desse cenário permitiria às empresas desenvolver planos específicos que melhorariam a relação entre os envolvidos e, em última análise, facilitaria a resolução do problema. Esse efeito foi de fato observado quando a gestão da crise passou a ser realizada por um comitê centralizado, que envolvia as partes interessadas.

6.5. Identificação de perigos e análise de risco

As análises de risco realizadas pela companhia e que nortearam o processo de tomada de decisão que resultou na continuidade das operações, mesmo com indícios que indicaram a deterioração da cimentação do poço, não previram de forma acurada a probabilidade de ocorrência de um evento catastrófico. As decisões foram tomadas dentro do que era considerado um risco aceitável.

É necessário considerar que a tomada de decisão a respeito da continuidade da operação de abandono temporário se deu não só por razões técnicas, mas também por razões econômicas. Além disso, nem todas as informações, como, por exemplo, a instabilidade da formulação da pasta de cimento, eram sabidas por todos os responsáveis. A falta de informações, porém, não justificaria por si só os riscos assumidos pela organização, uma vez que testes posteriores foram realizados e era sabido que as pressões não estavam se comportando da forma esperada.

A possibilidade de desvio do fluxo para o mar, que foi uma opção viável, não foi pensada no momento que poderia ter salvado a embarcação. Isso indica que tal manobra não era considerada nos manuais, que um blowout daquelas proporções não foi estudado com um cenário crível pelos responsáveis pela realização das análises de

risco da operação ou que o treinamento realizado pelos responsáveis por tomar tal decisão não foi adequado.

A possibilidade de falha de comunicação entre a sonda e o BOP também não fora abordada de forma adequada, e só foi descoberta durante a perícia que a pontou que a explosão destruiu a linha de fluido hidráulico que ia da sonda ao BOP.

6.6. Práticas de Trabalho Seguro

A mudança na forma com que o teste de pressão negativa foi realizado não estava previsto em procedimento, e foi pensado em um momento em que a tripulação estava sob grande estresse para finalizar a operação. A forma com que o processo de liberação do poço para o abandono fora, portanto, realizada fora dos padrões aceitos pela companhia como seguros. A ausência de previsão para tal teste em procedimentos indica que a companhia não estudou de forma adequada o teste ou entendeu que este não era adequado anteriormente e optou por não o incluir em seus documentos.

6.7. Integridade de ativos e confiabilidade

O evento ocorrido no campo de Macondo provavelmente não seria tão grave se o BOP tivesse se comportado como esperado. A sequência de falhas apresentadas pelo equipamento demonstra que a avaliação de integridade não fora acurada. Além das numerosas falhas de montagem, como nos cabeamentos das baterias, nas cargas das baterias e na incapacidade da *BSR* de selar o poço, o modelo do BOP já estava ultrapassado. No momento do acidente já era conhecido pela indústria que o formato das lâminas da *BSR* deveria ser trocado para um formato de “duplo V”, diferente do que estava então instalado, que era de “simples V” (NAE/NRC , 2012) , como ilustra a figura 26.

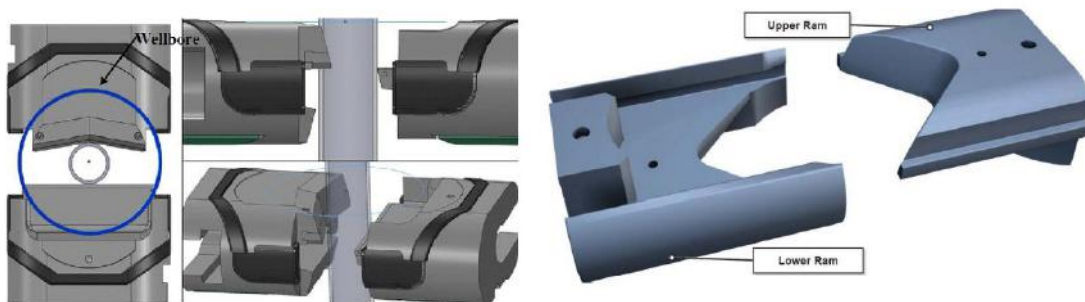


Figura 26: Esquerda: Modelo de BSR “simples V”, instalado no BOP da Deepwater Horizon (Fonte: adaptado de NAE/NRC , 2012).

Direita: modelo de BSR tipo "duplo V"
(Fonte: adaptado de RUNGRUJIRAT , 2013).

Além do BOP desatualizado, um dos *annular preventers* também não conseguiu bloquear o fluxo. Apesar de existirem dois equipamentos desse tipo instalados no BOP, somente o superior fora utilizado durante toda a campanha de perfuração, sem que nenhuma justificativa para tal fosse apresentada durante as investigações (NAE/NRC , 2012). A empresa contratante estava ciente da possibilidade de que o equipamento não funcionasse corretamente, mas não aceitou que se interrompessem as operações para realização de manutenção, emitindo um documento em que “aceitava a responsabilidade de, se ambos os anulares falharem, retirar a parte superior do BOP e realizar os reparos”⁹.

6.8. Gestão de mudança

As pressões de fratura descobertas durante a perfuração fizeram com que o projeto do poço fosse alterado diversas vezes e de forma muito acelerada. Por conta disso, até as vésperas da cimentação o projeto ainda não havia sido concluído. As alterações na quantidade de centralizadores necessários para garantir a segurança da instalação, por exemplo, variaram e deveriam ter gerado atrasos, assim como o processo de análise da cimentação, que não foi realizado.

A falta de um processo de gestão de mudança adequado pode ter feito com que não houvesse tempo hábil de, por exemplo, providenciar os centralizadores corretos para o trabalho, ou avaliar corretamente a formulação do cimento utilizado.

⁹ Tradução livre de “B[P] accepts responsibility if both annulars were to fail and the stack had to be pulled to repair them.”(p. 61, NAE/NRC , 2012).

6.9. Gestão de emergência

A tripulação conseguiu realizar o abandono da sonda com sucesso, sem fatalidades além das que ocorreram por causa das explosões. Isso indica que a tripulação estava bem treinada e sabia como prosseguir de forma a aumentar ao máximo quantidade de sobreviventes. Mesmo os que não conseguiram chegar nas estações das baleeiras souberam como abandonar a plataforma pelos meios disponíveis.

Apesar do sucesso na evacuação, o elemento de gestão de emergência abrange também a parte ambiental. Nesse ponto, a situação foi oposta. No início da emergência, quando a preocupação era somente com os combustíveis armazenados a bordo, não houve cooperação entre todos os envolvidos na operação. No decorrer da emergência, quando estava claro que o derramamento era muito mais grave que somente o diesel embarcado, ainda não havia um protocolo estabelecido para como gerir a situação.

Além da falta de coordenação, havia também a questão da falta de conhecimento. Como os documentos que descreviam os possíveis impactos ambientais de um derramamento catastrófico não eram coerentes com a realidade observada no Golfo do México, as medidas para combater os impactos gerados na fauna, flora e população dos lugares afetados não estava previsto, fazendo com que a resposta tivesse que ser pensada já durante a emergência.

6.10. Tabela

A tabela 2 resume os desvios encontrados em cada um dos elementos listados para o acidente da Deepwater Horizon.

Tabela 2: Resumo dos desvios encontrados no acidente da Deepwater Horizon

Elemento	Desvios
1 - Cultura de segurança de processo	Colaboradores responsáveis pela tomada de decisão não apresentavam a mesma percepção de risco que o pessoal na sonda
2 - Cumprimento de normas	Empresa não cumpriu normas internas
3 - Participação da força de trabalho	Dúvida sobre o papel de cada membro da tripulação durante a emergência
4 - Relação com as partes Interessadas	Impactos ambientais foram sentidos por pescadores e indústria do turismo

5 - Identificação de perigos e análise de risco	O risco de prosseguir com o abandono do poço era maior que o percebido
6 - Práticas de trabalho seguro	Teste de pressão negativo alternativo não era previsto em procedimentos da empresa
7 - Integridade de ativos e confiabilidade	O BOP não conseguiu bloquear o fluxo do poço
8 - Gestão de mudança	Mudanças sucessivas no projeto da cimentação sem a aplicação de um processo estruturado que garantisse sua segurança
9 - Gestão de emergência	A companhia não estava preparada para combater a emergência ambiental

7. Conclusão

A diferença na natureza dos desvios observados nos acidentes abordados nesse trabalho aponta o avanço da forma na segurança das operações, considerando o intervalo de 22 anos entre elas. Em Piper Alpha foram detectados desvios em 11 elementos e, na sonda Deepwater Horizon foram detectados desvios em 9 elementos. A tabela 3 aponta os elementos com desvios identificados para os dois acidentes estudados.

Tabela 3: Desvios em elementos do RBPS encontrados em Piper Alpha e em Deepwater Horizon

Pilares	Elementos	Piper Alpha	Deepwater Horizon
Compromisso com segurança de processo	Cultura de Segurança de Processo		
	Cumprimento de Normas		
	Competência em Segurança de Processo		
	Participação da Força de Trabalho		
	Relação com as Partes Interessadas		
Compreensão dos Perigos e Riscos	Gestão de Conhecimento do Processo		
	Identificação de Perigos e Análise de Risco		
Gerenciamento de Riscos	Procedimentos Operacionais		
	Práticas de Trabalho Seguro		
	Integridade de Ativos e Confiabilidade		
	Gestão de Prestadores de Serviço		
	Garantia de Desempenho e Treinamento		
	Gestão de Mudanças		
	Prontidão Operacional		
	Condução das Operações		
	Gestão de Emergência		
Aprender com a Experiência	Investigação de Acidentes		
	Métricas e Indicadores		
	Auditoria		
	Melhoria Contínua e Revisão de Gestão		

Nos dois acidentes, a maior parte dos desvios se localizaram no pilar de Gerenciamento de Riscos, indicando que este ainda é o que mais demanda atenção por parte da indústria.

Em Piper Alpha, os desvios observados a partir do sistema RBPS ocorreram, em sua maioria, em atividades operacionais. Procedimentos como o de permissão de trabalho não eram seguidos de forma rígida, e não se observava uma cultura de

segurança forte entre os membros da tripulação e entre os empregados posicionados em níveis hierárquicos mais elevados em terra. A falta de cultura de segurança na instalação e na empresa pode ser considerada o desvio que mais contribuiu para a ocorrência do evento, já que todos os outros podem ser ligados, direta ou indiretamente a ele.

A sonda Deepwater Horizon, por outro lado, apresentava uma cultura de segurança bem estabelecida. Nos relatos transcritos nas investigações, fica claro que a tripulação estava ciente dos riscos, apesar de agir por pressão externa. Ao contrário do observado em Piper Alpha, nesse evento identificou-se durante as investigações que a tripulação tinha consciência dos riscos que corria, mas que não se sentia autorizada a discordar das ordens da gerência, que, por sua vez, não possuía uma cultura de segurança tão bem estabelecida. Nos últimos anos, para resguardar a tripulação em situações como a observada na sonda, empresas de petróleo instituíram políticas que protegem e incentivam os colaboradores a pararem as atividades se julgarem que estão em situações inseguras, conhecida como “stop work authority”. A operadora da sonda, por exemplo, instituiu tal política em 2014. No mesmo ano, a operadora do campo de Macondo aprovou uma revisão de seu procedimento, publicado inicialmente um ano antes do acidente, em 2009.

Além da cultura de segurança, a diferença na forma com que a emergência foi conduzida pelas tripulações também é notável. Em Piper Alpha, após a primeira explosão, a estrutura hierárquica da plataforma se degradou mais rápido que sua estrutura física. Relatos de sobreviventes apontam que as equipes de resposta a emergência não foram formalmente acionadas e não atuaram da forma prevista. Lideranças com a função de guiar outros membros da tripulação e organizar da melhor forma possível uma evacuação não foram efetivas. A forma com que as tripulações das plataformas em seu entorno se organizaram indica que isso não era um comportamento pontual, uma vez que foi relatada dificuldade de comunicação entre membros das outras plataformas e seus superiores, comportamento apontado nas investigações como um dos fatores que fizeram com que a situação em Piper Alpha se degradasse de forma tão acelerada. Na sonda Deepwater Horizon, por outro lado, as investigações concluíram que a evacuação foi realizada da forma correta. Com isso, as únicas fatalidades ocorreram na explosão. A tripulação, incluindo suas lideranças, conseguiram avaliar corretamente o cenário e decidiram prontamente qual

o plano de ação a ser seguido. Mais que um mérito da tripulação, a diferença na forma com que ela e suas lideranças se comportaram no segundo caso demonstra o avanço nos treinamentos e na preparação para emergências ocorridos no intervalo entre os acidentes.

Apesar dos avanços já pontuados, também foram encontrados elementos cujas falhas se repetiram nos dois acidentes avaliados. Além da Cultura de Segurança de Processo, os elementos de Identificação de Perigos e Análise de Riscos, Práticas de Trabalho Seguro, Gestão de Mudanças e Gestão de Emergências apresentaram falhas em ambos os acidentes. Apesar dos elementos repetidos se distribuírem em 3 diferentes pilares, todos estão intimamente ligados à forma com que a tripulação encarava atividades ligadas à segurança de processo. A repetição de tais elementos, em oposição aos ligados ao hardware das indústrias, demonstra que o grande desafio atualmente enfrentado na área de segurança está em sua força de trabalho.

Atualmente, uma série de abordagens são utilizadas para dirimir o prejuízo do “fator humano”, como, por exemplo, a criação de políticas que garantem a proteção de funcionários que se recusam a realizar trabalhos em situações consideradas inseguras. Outro exemplo de política desenvolvida para reduzir a incidência de erros relacionados a fatores humanos, ainda mais atual, é a chamada “cultura justa”. Nela, colaboradores são protegidos e incentivados a informar à empresa quando cometem erros não intencionais, como forma de melhorar processos de gestão e evitar que tais erros contribuam para ocorrência de acidentes. A cultura justa entende que todos os funcionários estão sujeitos ao erro e que é mais seguro, tanto para a organização quanto para seus colaboradores, que estes sejam tratados rapidamente e de forma transparente.

Além da redução de elementos com desvios, de 11 em Piper Alpha para 9 na Deepwater Horizon, também foi possível constatar a diminuição no número total de desvios encontrados nos dois acidentes. Essa redução é um indicador do esforço das companhias em aumentar a segurança de suas instalações, algo que, a longo prazo, resulta na diminuição geral de acidentes, não só os catastróficos, mas também dos de menor impacto.

O sistema RBPS vai ao encontro da intensificação da cultura de segurança das organizações e apresenta diretrizes práticas para sua aplicação. Sua elaboração está em constante atualização, e novos materiais são publicados de forma frequente.

Atualizações podem ser realizadas para prever a aplicação de novos sistemas de gestão ou ainda propor melhorias aos que já existem. O estudo de acidentes catastróficos é uma das fontes de novas diretrizes e práticas, não só para CCPS como para agências governamentais e companhias.

8.Referências Bibliográficas

- AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS. **Guidelines for Risk Based Process Safety**. [S. l.], 2014. Disponível em: <https://www.aiche.org/sites/default/files/docs/summaries/overview-of-risk-based-06-25-14.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2021.
- CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY - CCPS. Diretrizes para segurança de processo baseada em risco. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2014. ISBN 978-85-7193-352-1.
- ANP. **Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 2 maio 2021.
- BLY, Mark. **Deepwater Horizon Accident Investigation**. [S. l.]: DIANE Publishing, 2011. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/313807/000119312510216268/dex993.htm>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- BP OIL SPILL COMMISSION. **Deep Water: The Gulf Oil Disaster And The Future Of Offshore Drilling**: Report to the President (BP Oil Spill Commission Report). [S. l.], 2017. Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/GPO-OILCOMMISSION/pdf/GPO-OILCOMMISSION.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- British Petroleum, **Deepwater Horizon Accident Investigation Report**, 2011. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=zE_uHq36DLU&t=82s. Acesso em: 17 abr. 2021.
- CULLEN, W. DOUGLAS. **The public inquiry into the Piper Alpha disaster**. [S. l.: s. n.], 1990. v. 1. Disponível em: <<https://www.hse.gov.uk/offshore/piper-alpha-public-inquiry-volume1.pdf>>. Acesso em: 3 mar. 2021.
- CULLEN, W. DOUGLAS. **The public inquiry into the Piper Alpha disaster**. [S. l.: s. n.], 1990. v. 2 Disponível em: <<https://www.hse.gov.uk/offshore/piper-alpha-public-inquiry-volume2.pdf>>. Acesso em: 3 mar. 2021
- DINIZ, Americo. **Aprendendo com a Experiência – Relembrando o Acidente de Piper Alpha**. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://www.rsem.com.br/aprendendo-com-a-experiencia-relembrando-o-acidente-de-piper-alpha/>. Acesso em: 28 mar. 2021.
- DOMBROVSKIS, ROLANDS, **13 Stack LXT seal repair and servisse**, 2021 Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=2Vs82lqOr8c>>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- EUROSUL, imagem de baleeira, Disponível em: <<https://www.eurosul.com/index.php?pag=menu&idmenu=85&botes-salvavidas>>. Acesso em: 20 mar. 2021.
- LIFESAFETY, Imagem bote salva-vidas, Disponível em: <<https://www.lifesafety.com.br/prod,idproduto,5636761,seguranca-maritima-balsa-salva-vidas-balsa-salva-vidas-classe-i>>. Acesso em: 21 mar. 2021.
- MAERSK CUTTER, Disponível em: <<https://www.maersksupplyservice.com/wp-content/uploads/2020/06/HTML-Maersk-Cutter-1789.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2021.

MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR-12 – SEGURANÇA NO TRABALHO EM MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS**. [S. l.], 1978.

NATIONAL ACADEMY OF ENGINEERING; NATIONAL RESEARCH COUNCIL.

Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety. [S. l.]: The National Academies Press, 2012. v. 1. Disponível em: <https://www.nap.edu/catalog/13273/macondo-well-deepwater-horizon-blowout-lessons-for-improving-offshore-drilling>. Acesso em: 7 out. 2020.

STANFORD, **The Deepwater Horizon Accident: What Happened and Why?** 2010. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=aN2TIWomahQ>. Acesso em: 17 abr. 2021.

U.S. Chemical Safety Board, **Deepwater Horizon Blowout Animation**, 2014. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=9NQ8LehUWSE>. Acesso em: 17 abr. 2021

UNITED STATES COAST GUARD. **Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon In the Gulf of Mexico**. [S. l.]: U.S. Chemical Safety Board, 2010. v. 1. Disponível em: <https://www.hsd1.org/?abstract&did=>. Acesso em: 14 abr. 2021.

US DEPARTMENT OF HOMELAND SECURITY. **Deepwater Horizon Report**. [S. l.], 2011. Disponível em: https://homeport.uscg.mil/Lists/Content/Attachments/119/DeepwaterHorizonReport%20-31Aug2011%20-CD_2.pdf. Acesso em: 18 abr. 2021.